**Anna Walter, Julia Wiehe, Gerrit Schlömer,
Ali Hashemifarzad, Tim Wenzel, Ingrid Albert,
Lutz Hofmann, Jens zum Hingst und
Christina von Haaren**

Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050 (EE100)

Anhang zum BfN-Skript 501

(https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/service/Dokumente/skripten/Skript501.pdf)

Titelbild: Ziele der Studie „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050“ (Grafikgrundlage: T. Wehr)

Projektleitung:

Prof. Dr. Christina von Haaren
Dr. Julia Wiehe

Adressen der Autorinnen und Autoren:

Anna Walter Dr. Julia Wiehe Tim Wenzel Ingrid Albert Prof. Dr. Christina von Haaren	Leibniz Universität Hannover Institut für Umweltplanung Herrenhäuser Str. 2, 30419 Hannover E-Mail: info@umwelt.uni-hannover.de
Gerrit Schlömer Prof. Dr. Lutz Hofmann	Leibniz Universität Hannover Institut für Elektrische Energiesysteme Fachgebiet „Elektrische Energieversorgung“ Appelstr. 9 a, 30167 Hannover E-Mail: GZ-EEV@ifes.uni-hannover.de
Ali Hashemifarzad Dr. Jens zum Hingst	CUTEC-Institut GmbH Leibnizstr. 21 + 23, 38678 Clausthal-Zellerfeld E-Mail: cutec@cutec.de

Fachbetreuung im BfN:

Kathrin Ammermann Dr. Christoph Strauß	Fachgebiet II 4.3 „Naturschutz und erneuerbare Energien“

Das Projekt wurde gefördert durch das Bundesamt für Naturschutz mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (FKZ-Nr. 3515 82 4300).

Inhaltsverzeichnis

1 Innovationen ... 1
1.1 Windkraft ... 1
1.1.1 Fliegende Windräder – Altaeros Energies ... 1
1.1.2 Makani – Flugwindkraftanlagen ... 1
1.1.3 Enerkite ... 1
1.1.4 X-Wind ... 2
1.1.5 EWICON ... 2
1.1.6 Dutch „Windwheel“ ... 2
1.1.7 Vortex Bladeless ... 2
1.1.8 Segmented Ultralight Morphing Rotor ... 3
1.1.9 Kleinwindkraft auf Strommasten ... 3
1.1.10 Windflock ... 3
1.1.11 Wind Cube ... 3
1.1.12 IceWind ... 3
1.1.13 Liam F1 Urban Wind Turbine ... 4
1.1.14 WindRail ... 4
1.2 Solarenergie ... 4
1.2.1 Solarstraßen ... 4
1.2.2 Parabolrinnen ... 4
1.2.3 Kapillarrohrmatten in Gebäudeaußenwänden ... 5
1.2.4 Semiconductor-Insulator-Semiconductor Solarzelle ... 5
1.2.5 (Halb-)Transparente Photovoltaikanlagen ... 5
1.3 Geothermie ... 6
1.3.1 Geothermie in stillgelegten Zechen ... 6
1.4 Sonstiges ... 6
1.4.1 Tidal Power ... 6
1.4.2 Hohle Betonkugeln als Stromspeicher ... 6
1.4.3 Eco Pole ... 7
2 Energiebedarfsermittlung ... 8
3 Gegenüber Windenergieanlagen empfindliche Vogelarten ... 16
4 Netzausbau ... 17
4.1 Darstellung der Betriebsmittel im Übertragungsnetz ... 17
4.1.1 Übertragungsnetzbetreiber ... 17
4.1.2 Übertragungstechnologien ... 17
4.1.3 Freileitungen ... 21
4.1.4 Erdkabel ... 31
4.1.5 Gegenüberstellung der Dimensionen verschiedener Kabelgrabenprofile ... 42
4.1.6 Teilverkabelung ... 43
4.1.7 Bündelungspositionen ... 45
4.2 Darstellung der Betriebsmittel der Mittel- und Niederspannungsnetze ... 47
4.2.1 Mittel- und Niederspannungsleitungen ... 47
4.2.2 HS/MS-Umspannwerke ... 48
4.2.3 MS/NS-Umspannwerke-Ortsnetzstationen ... 49
5 Literaturverzeichnis ... 52

6 Externe Gutachten ... 57

6.1 Oberflächennahe Geothermie aus dem Jahr 2050 bis heute. Erwartete Energieeffizienz, Kombination mit anderen Techniken, Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen und energetisches Potenzial (BERTRAM, E. 2017)

6.2 Photovoltaik zum Workshop I – Schwerpunkt Technologieentwicklung bis 2050 für das Projekt „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050“ (BRENDEL, R. & NIEPELT, R. 2016)

6.3 Photovoltaik im städtischen Raum (EICKER, U. 2016)

6.4 Rechtliche Rahmenbedingungen der Umsetzung naturschutzkonformer Erzeugung von 100% erneuerbarer Energien bis 2050, insbesondere durch die Raumordnung und das EEG 2016 (GERMELMANN, C. F. 2017)

6.5 Speicherung elektrischer Energie: technische Möglichkeiten, Potentiale und künftige Entwicklungen (HANKE-RAUSCHENBACH, R. 2016)

6.6 Thema: Supraleitung und Netzausbau (NOE, M. 2016)

6.7 Entwicklung der Geothermie bis zum Jahr 2050 hinsichtlich erwarteter Energieeffizienz, Kombination mit anderen Techniken und Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen (OPPELT, J. F. & REINICKE, K. M. 2017)

6.8 Abzusehende Entwicklungen in der Windenergie bis 2050 in Bezug auf Belange des Naturschutz‘ (Stoevesandt, B. & Schramm, M 2016

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Einordnung verschiedener Übertragungsarten und Übertragungssysteme 18

Abb. 2: Aufbau des Elektroenergiesystems (aus: HOFMANN et al. 2012a) 19

Abb. 3: Schematischer Aufbau einer Konverterstation (aus: TENNET TSO GMBH 2016).....20

Abb. 4: Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen (nach LEPRICH et al. 2011).....22

Abb. 5: Elbekreuzung bei Stade, der Blick zeigt den Anstieg der Leitungen vom 76 m hohen Abspannmast zum südlichen 227 m hohen Tragmast (Foto: KREUZSCHNABEL/WIKIMEDIA COMMONS, LIZENZ: CC-BY-SA-3.0) 24

Abb. 6: Größenvergleich verschiedener Freileitungsmaste für jeweils zwei Drehstromsysteme (aus: HOFMANN et al. 2012a) 25

Abb. 7: Größenvergleich verschiedener Freileitungsmaste für jeweils zwei Gleichstromsysteme (aus: HOFMANN et al. 2012b).....26

Abb. 8: Ausformung eines gestuften Waldrands ((c) NABU/ERIC NEULING).....27

Abb. 9: Trassenbreite einer 380-kV-Freileitung (Donaumast) mit zwei Systemen (aus: SEGBERS & FISCHER 2009).....27

Abb. 10: Trasse bei Hummelshain – Sukzessionsstadium ((c) NABU/ERIC NEULING).....28

Abb. 11: Verschiedene Mastgründungen: Bohr-, Rammpfahl-, Stufen-, Plattenfundament (HOFMANN et al. 2012a).....29

Abb. 12: Neubau eines Freileitungsmasten in Castrop-Rauxel (Foto: TBACHNER/WIKIMEDIA COMMONS, LIZENZ: CC-BY-SA-3.0).....29

Abb. 13: Schematischer Aufbau von Masten in Wintrackbauweise.....31

Abb. 14: Schematischer Aufbau und Querschnitt eines 380-kV-VPE-Einleiterkabels (aus TENNET TSO GMBH 2016).....32

Abb. 15: Kabelmuffe eines 380-kV-VPE-Kabels (aus: HOFMANN et al. 2012a) 32

Abb. 16: Kabelmuffenstelle (aus TENNET TSO GMBH 2016) 33

Abb. 17: Auskreuzen der Kabelschirme (Cross-Bonding) bei Drehstrom-Einleiterkabeln (aus: OSWALD 2005) 33

Abb. 18: 380-kV-Kabelgraben mit 2x2 Systemen - Schematische Übersicht des Kabelgrabenprofils für 8 Drehstromsysteme mit aufgeführten Grabenabmessungen, des Kabeltyps 2XSFL2Y 34

Abb. 19: Gesteuerte Bohrung zur Teilverkabelung (aus TENNET TSO GMBH 2016) 35

Abb. 20: Temperaturverlauf im Erdboden (ρ(Erde) = 1,5 Km/W) einer HDÜ bei einer Leistungsüber-tragung von 3000 MVA mit einem Belastungsgrad m = 1,0 für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 (siehe HOFMANN et al. 2012a).....37

Abb. 21: Temperaturverlauf im Erdboden (ρ(Erde) = 1,5 Km/W, ρ(Bettung) = 0,8 Km/W) einer HGÜ bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad m = 1,0 für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 (siehe HOFMANN et al. 2012a).....38

Abb. 22: Kritische Parameter und ihre Abhängigkeit (WANG 2014) 39

Abb. 23: Querschnitt eines einphasigen KD HTS-Kabels (OKUBA 2010).....40

Abb. 24: Konfiguration der Kühlanordnung für ein HTS-Kabel für große Distanzen (LEE 2015).....41

Abb. 25: Varianten bei Teilverkabelungen (aus: HOFMANN et al. 2012a) 44

Abb. 26: Schematische Darstellung Kabelübergangsanlage mit Kompensationsanlagen (aus TENNET TSO GMBH 2016).....44

Abb. 27: Mehrsystemmast (aus: BRAKELMANN 2004).....45

Abb. 28: Schematischer Aufbau des Ultranets (nach AMPRION 2014).....47

Abb. 29: Mittelspannungs-Kabellegung mit einem Vibrationspflug, Foto: CATRIN WÜRZ und Kabellegung bei offenem Graben für die Niederspannungsebene in einem Wohngebiet, Foto KOLBECK BAU 48

Abb. 30: Transformator HS/MS im Umspannwerk Freiberg, Quelle: ENVIAM UND INNERSTÄDTISCHES UMSPANNWERK IN HANNOVER BULT, Quelle ELFATUO 48

Abb. 31: Größenvergleich von integrierten gasisolierten und luftisolierten HS-Schaltanlagen mit einer Nennspannung von 145-kV, Quelle: SIEMENS.....49

Abb. 32: Prinzipschaltbild und Aufstellung einer Ortsnetzstation, Foto: ENBW.....49

Abb. 33: Darstellung der Spannungsbandaufteilung mit ohne ohne rONT-Einsatz 51

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Basis Berechnung 8
Tab. 2: Berechnung Variante 2 10
Tab. 3: Berechnung Variante 3 12
Tab. 4: Berechnung Variante 4 14
Tab. 5: Gegenüber Windenergieanlagen empfindliche Vogelarten und Abstände zu den Anlagen 16
Tab. 6: Typische Größenangaben zu Freileitungsmasten 28
Tab. 7: Spezifische Widerstände unterschiedlicher Materialien 38
Tab. 8: HTS-Kabel-Projekte (Okuba 2010, Brakelmann 2016) 42
Tab. 9: Elektrische Verluste des HTS-138 kV-Kabels für verschiedene Leistungen (SCHMIDT 2007) 42
Tab. 10: Beispielwerte für Graben- und Arbeitsstreifenbreite von HDÜ- und HGÜ-Erdkabeltrassen (aus: HOFMANN et al. 2012a) 43

1 Innovationen

1.1 Windkraft

1.1.1 Fliegende Windräder – Altaeros Energies

Das vom MIT ausgegründete Unternehmen „Altaeros Energies“ soll das Konzept fliegender Windräder vermarkten. Bei diesen Windrädern befinden sich die Rotoren in einem ringförmigen mit Flügeln versehenden Heliumballon, der 600 m über dem Erdboden schwebt. Der Ballon wird mit mehreren Seilen fixiert und der Strom mit einem Kabel zum Erdboden transportiert. Aufgrund der Bauweise der Anlage ist diese nach 24 Stunden Aufbau betriebsbereit (CZYCHOLL 2015: www). Nicht zuletzt deshalb sind der logistische Aufwand sowie die Kosten von Transport und Aufbau reduziert und der Standort kann sehr flexibel gewählt werden (ALAEROS ENERGIES 2016: www). Laut Herstellerangaben ist durch die Höhe der Windenergieanlage die Ertragsausbeute fünf- bis achtmal höher als bei gewöhnlichen Anlagen (CZYCHOLL 2015: www). Durch die Höhe ist zudem die Stromproduktion an 5000 Stunden im Jahr möglich. Der produzierte Strom des Ballons soll für 512 Haushalte reichen und ca. 13 Cent/kWh kosten (WILLMROTH 2014B: www). Derzeit wird in Alaska ein Pilotvorhaben durchgeführt.

http://www.altaeros.com/energy.html

1.1.2 Makani – Flugwindkraftanlagen

Bei der Flugwindkraftanlage handelt es sich um ein kleines Fluggerät ähnlich einem Segelflugzeug, welches mit Halteseilen aus Karbonfaser und Aluminiumleitern an einer Basisstation am Boden befestigt ist (JÜTTEMANN 2013: www). Die Rotoren des Fluggeräts fungieren als Propeller und produzieren Strom. Wenn die Energieausbeute zu gering ist (unter 4 m/s Windgeschwindigkeit (MAKANI o.J.: www), verbleibt das Fluggerät am Boden (ebd.). Bei ausreichender Energieausbeute wird das Fluggerät mithilfe von GPS und anderer Sensoren via Echtzeitkalkulationen an den windhöffigsten Standort manövriert. Die Flughöhe der Maschine liegt dabei zwischen 140 m und 310 m, die Leistung bei 600 kW. Die Anlage verbraucht 90 % weniger Material als herkömmliche Anlagen und auch die Unterhaltungs- und Installationskosten liegen unter denen einer herkömmlichen Anlage (MAKANI o.J.: www).

http://www.google.com/makani/technology/

http://www.klein-windkraftanlagen.com/allgemein/google-kauft-windkraftanlagen-hersteller-makani-power/

1.1.3 Enerkite

Der Enerkite bietet sich für die Erschließung von Schwachwindstandorten an. Eine Demonstrationsanlage befindet sich auf einem Testgelände in Brandenburg. Die Energiegewinnung erfolgt in einem Zyklus aus zwei Phasen, der Arbeits- und der Rückholphase (ENERKITE GMBH 2017: www). Während der Arbeitsphase fliegt der Kite mit den Flügeln bei maximaler Seilkraft quer zum Wind. Das Seil treibt dabei die Generatorwinde an, in welcher die Generatoreinheit installiert ist. Während der Rückholphase gleitet der Kite schnellstmöglich zum Ausgangspunkt zurück. Die Energiegewinnung ist während der Arbeitsphase 10-mal höher als während der Rückholphase. Ein Zyklus dauert ca. 1 Minute und wird dabei von einer autonomen Steuerung vollautomatisch geregelt. Die Funktionsweise der Anlage ermöglicht ein einfaches Rückbauen und Repowern. Weitere Vorteile sind der geringe Materialverbrauch, der einfache Transport und der flexible Einsatz sowie geringe Stromkosten.

http://www.enerkite.de/technologie

1.1.4 X-Wind

Bei X-Wind ziehen bis zu 200 m² große Drachen auf einer Flughöhe von 200 m-500 m Triebwagen (Generator/Motoren) über ein Schienensystem im Kreis (WINDKRAFT-JOURNAL 2014: www). Das Funktionsprinzip von X-Wind wurde bereits auf einer 400 m langen Strecke getestet, die erste produktive Anlage befindet sich in Mecklenburg-Vorpommern. Durch die enorme Höhe sind sie allerdings ein Luftfahrthindernis und müssen daher in Flugkarten eingetragen und mit Lichtern ausgestattet werden (CZYCHOLL 2015: www). Acht Kites entsprechen rund 20 konventionellen 1 MW Anlagen. Eine Anlage mit einer Länge von 2000 m und 24 Energiedrachen kann 35.000 Haushalte versorgen, wobei der Preis einer Kilowattstunde zwischen zwei und vier Cent liegen würde (WINDKRAFT-JOURNAL 2014: www).

https://www.x-wind.de

http://www.windkraft-journal.de/2014/06/11/energiedrachen-deutlich-guenstiger-als-windraeder-bau-der-ersten-x-wind-anlage/53374

1.1.5 EWICON

Bei Ewicon (Electrostatic Wind Energy Convertor) handelt es sich um eine Windenergieanlage ohne bewegliche Teile, welche fallende Wassertropfen zur Stromerzeugung nutzten soll. Der Rahmen der Anlage ist mit zahlreichen horizontalen Rohren versehen die mit winzigen Düsen bestückt sind. Aus diesen wird Salzwasser gesprüht. Unter Hochspannung gesetzte Elektroden sorgen dafür, dass die Wassertröpfchen positiv geladen werden. Trägt der Wind sie weg, hinterlassen sie eine negativ geladene Umgebung im Salzwasser. Der so entstehende Spannungsunterschied soll zur Stromproduktion genutzt werden (MENN 2013: www & WINTERS 2011: www). Bisher wurde vor der University of Technology in Delft ein Prototyp des Systems realisiert.

http://green.wiwo.de/windenergie-neue-windturbine-schmiegt-sich-an-hausfassaden/

http://www.wired.co.uk/news/archive/2013-04/3/bladeless-wind-turbine-ewicon

1.1.6 Dutch „Windwheel“

Bei dem „Dutch Windwheel“ handelt es sich um die Konzeptstudie zu einem 174 m hohen ringförmigen Gebäude, welches sowohl Energielieferant sein soll, als auch Wohnraum bietet. Die Anlage soll aus zwei Ringen bestehen, die teilweise auch unter Wasser liegen. Im äußeren Ring sind Appartements, Hotelzimmern, Restaurants und Geschäfte geplant, die von verschiedenen erneuerbaren Energiesystemen (Solar, Biomasse) versorgt werden. In der Mitte des Ringes soll eine Windenergieanlage installiert werden, welche nach dem Prinzip der Ewicon-Anlage funktionieren soll (http://dutchwindwheel.com/en/unique-landmark).

http://dutchwindwheel.com/en/sustainable-icon

1.1.7 Vortex Bladeless

Diese Windenergieanlage besteht aus einer Säule aus Fiberglas und Karbonfaser. Durch die Vortizität (Wirbeldynamik in Wind und Fluiden) wird die Säule in Schwingungen versetzt. Am unteren Ende der Säule wird diese Schwingung durch einen Magneten verstärkt. Die kinetische Energie der Säule soll anschließend mittels eines Generators in Strom umgewandelt werden (HARTMANN 2015: www). Die Anlagen haben eine Höhe von 3-14 m und eine Nennleistung von 4 kW bis 1 MW. Die Anlagen produzieren ca. 30 % weniger Strom als vergleichbare herkömmliche Windkraftanlagen, allerdings können auf gleicher Fläche doppelt so viele

Anlagen gebaut werden, wobei die enge Bauweise die Wirbel sogar verstärkt. Zudem liegen Herstellungs- und Wartungskosten unter denen einer herkömmlichen Windenergieanlage

http://www.cleanenergy-project.de/energiewende/windenergie/6727-vortex-bladeless-die-zukunft-der-windkraft

1.1.8 Segmented Ultralight Morphing Rotor

Die Sandja National Laboratories forschen an einer neuen Generation Offshore-Windenergieanlagen mit bis zu 200 m langen Rotorblättern. Die Rotorblätter sollen in ultraleichtbauweise nach dem Vorbild eines Palmblattes gestaltet werden, die sich bei zu starken Winden nach vorne vom Turm weg senkrecht in die Windströmung stellen und dadurch nicht beschädigt werden. Bei einem Rotordurchmesser von 400 m soll es in Zukunft möglich sein eine Nennleistung von 50 MW zu erreichen (TRISKO 2016: www).

https://share-ng.sandia.gov/news/resources/news_releases/big_blades/#.VquvriqLTIX

1.1.9 Kleinwindkraft auf Strommasten

Neben den dargestellten Systemen befindet sich eine Vielzahl von Kleinwindanlagen in der Entwicklung. Dazu zählt zum Beispiel Kleinwindkraft auf Strommasten der Initiative Free Energy aus Freiburg. Mit dieser Technologie können 2-4 Windräder mit einer Nennleistung zwischen 5,5 kW und 100 kW pro Strommast installiert werden (FREEENERGY 2012, www).

https://www.facebook.com/Free-Energy-125096574251827/

1.1.10 Windflock

Bei Windflock handelt es sich um „Mini-Windmühlen“ mit einem flexiblen und standardisierten Stecksystem, welche zusammengesetzt und zwischen oder auf Gebäuden angebracht werden können. Die Anlagen wandeln wie herkömmliche Windenergieanlagen die Bewegungsenergie in elektrische Energie um (EMAMIDESIGN, o.J.: www).

http://www.emamidesign.de/produktdesign-innovationen/windenergieanlage-windflock.html

1.1.11 Wind Cube

Unter dem Namen Wind Cube wird ebenfalls ein Stecksystem vorgestellt, welches an der Hauswand angebracht werden kann. Dabei werden mehrere Anlagen miteinander verbunden. Die Rotorblätter der Anlagen befinden sich an einer kleinen Teleskopstange, welche aus- und eingefahren werden kann. Ein Wind Cube kann monatlich 21,6 kWh Strom erzeugen (BURNS 2010: www).

http://www.yankodesign.com/2010/12/03/one-component-wind-power/

1.1.12 IceWind

Bei IceWind handelt es sich um eine Technologie aus Island. Das Konstruktionsprinzip gleicht dem eines Savonius-Rotors (Vertikalachsen-Rotor) (ICEWIND 2015: www). Ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit wird der Rotor nicht schneller, sondern bremst ab, wodurch die Anlage auch starke Winde schadlos überstehen kann (200 km/h) (NATURSTROM AG o.J.: www). Das IceWind Prinzip kann zudem mit einer Wärmepumpe gekoppelt werden. Bei einer maximalen Leistung von 1 kW eignet sich das Prinzip vor allem für Kleinverbraucher.

http://icewind.is/en/wind-power/

1.1.13 Liam F1 Urban Wind Turbine

Richard Ruijtenbeek, Ingenieur und Chef der Forschungs- und Entwicklungsgesellschaft „The Archimedes“ aus Rotterdam, entwickelte die bereits auf dem Markt befindliche kleine und effektive Windmühle Liam F1. Die Anlage besteht aus faserverstärktem Kunststoff und funktioniert nach dem „Windmühlenprinzip“. Die Anlage hat einen Durchmesser von 1,5 m und eine Nennleistung von 1,5 kW und kann vor allem auf Hausdächern angebracht werden (KEMPKES 2014: www).

http://green.wiwo.de/kleinwindmuehle-fuer-hausdaecher-erobert-dieses-minikraftwerk-demnaechst-die-staedte/

1.1.14 WindRail

Das vom Schweizer Unternehmen Anerdgy entwickelte System nutzt Sonnenenergie und Luftströme entlang von Gebäuden und wandelt diese in elektrischen Strom um. Das System wird an der Dachkante montiert und kombiniert PV-Modul und Kleinwindanlage, indem die Luft durch einen sich verengenden zweieinhalb Meter langen Kanal unterhalb des PV-Moduls strömt und gebündelt wird. Durch die Bündelung entstehen Druckunterschiede und die Windgeschwindigkeit erhöht sich. Die Systeme haben eine Nennleistung von 2,5 kW, erzeugen aber die dreifache Menge an Strom im Vergleich zu herkömmlichen Kleinwindanlagen (ANERDGY o. J.: www).

www.anerdgy.com/de/solutions/mre

1.2 Solarenergie

1.2.1 Solarstraßen

Bei den Solarstraßen, sogenannten Wattways, handelt es sich um Module aus polykristallinem Silikon mit einer Stärke von 7 mm, welche direkt auf die Fahrbahn geklebt werden (KONRADIN MEDIEN GMBH 2016: www). 20 m² Wattway-Panels können dabei den Stromverbrauch eines Single-Haushaltes decken. Materialtests zeigen dabei, dass die Panels robust genug sind eine Million Überfahrten mit LKW ohne Schaden zu überstehen. Zudem bieten sie genug Reibung, um ein Rutschen der Fahrzeuge zu verhindern. In Frankreich sollen bis 2020 1.000 km Solarstraße gebaut werden (STOLLER 2016: www). Vergleichbare Konzepte gibt es in den Niederlanden und den USA. In Deutschland arbeitet das Start-Up-Unternehmen solmove an Solarstraßen und will bis 2018 ein Pilotprojekt realisieren.

www.ingenieur.de/Themen/Erneuerbare-Energien/Frankreich-baut-1000-Kilometer-Solarstrassen

1.2.2 Parabolrinnen

Bei den Rinnen handelt es sich um ein System aus Receiverrohren, in denen Dampf für die Stromerzeugung erzeugt wird. In Kollektorsträngen (bestehend aus Spiegel, Receiverrohr, Antriebsmechanik) wird Wasser zunächst durch Solarstrahlung verdampft und dann auf eine noch höhere Temperatur weiter erhitzt. Der so erzeugte „überhitzte“ Dampf könnte in einem Kraftwerk zum Antrieb einer Turbine verwendet werden. Je nach gewünschter Leistung lässt sich der Kollektorstrang skalieren. Die Testanlage in Spanien mit einer Länge von 1.000 m weist eine Gesamtleistung von rund 3 MW auf (DLR 2015: www).

http://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-10436/12676_read-44506/

1.2.3 Kapillarrohrmatten in Gebäudeaußenwänden

Bei den Matten handelt es sich um 6 mm dicken Röhrchen, die ein Wasser-Glykol-Gemisch enthalten und in Vor- und Rücklaufleitungen am Sockel der Fassade münden. Die Matten werden auf die Betonwand aufgebracht und mit einer Schicht aus wärmeleitendem Putz überdeckt, abschließend folgt eine Wärmedämmung. Energie liefern unter anderem 12 PVT-Kollektoren (Gesamt-Bruttofläche von ca. 20 m²), die an eine Sole-/Wasser-Wärmepumpe gekoppelt sind (FIZ 2015: www). Wissenschaftler der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes testen erstmals den Einsatz von sogenannten Kapillarrohrmatten in einer außenliegenden Wandheizung.

http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/sonstige/news/gezeiten-liefern-energie-der-zukunft/

1.2.4 Semiconductor-Insulator-Semiconductor Solarzelle

Bei SIS-Solarzellen handelt es sich um bunte Solarzellen aus dünnen Siliziumwafern. Der Halbleiter Silizium absorbiert Strahlung und wandelt sie in Strom um. Auf die Halbleiterschicht wird eine Oxidschicht aufgetragen, welche möglichst viele Lichtteilchen in die Halbleiterschicht leiten soll. Die unterschiedlichen Farben werden durch unterschiedliche Dicken oder Veränderung der Brechzahl der Oxidschicht erreicht. Dadurch erhöhen sich die Gestaltungs- und Anpassungsmöglichkeiten von PV-Modulen, wobei die Leistung der Module in der Praxis vom Farbton abhängt (FRAUNHOFER GESELLSCHAFT 2013: www).

https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2013/juli/farbe-fuer-die-solarfassade.html

1.2.5 (Halb-)Transparente Photovoltaikanlagen

Semi-transparente Solarmodule werden durch Beschichtungs- oder Druckverfahren hergestellt. Die Solarmodule können auf festen (z.B. Glas oder Metall) oder flexiblen (z.B. Metall- oder Plastikfolien) Trägern angebracht werden. Das transparente Solarmodul sammelt das unsichtbare Licht des Solarspektrums und lässt das sichtbare Licht durch (PAVICIC 2015: www). Genutzt werden organische Salze, die unsichtbare Wellenlängen von infrarotem und ultraviolettem Licht absorbieren sowie Infrarot-Wellenlängen emittieren. Das emittierte Infrarotlicht wird an den Rand des Trägers geleitet, wo dünne und konventionelle Photovoltaik-Streifen angebracht sind, die die Strahlung in Strom umwandeln. Die Module erreichen bei einer Größe von 4 cm^2 eine Effizienz von 12 % und 10 % bei einer Größe von 16 cm^2. Der Prototyp der transparenten Solarzelle hat einen Wirkungsgrad von 1%.

http://energieinitiative.org/transparente-solarzellen-verwandeln-fenster-und-bildschirme-in-stromquellen/#prettyPhoto

1.3 Geothermie

1.3.1 Geothermie in stillgelegten Zechen

Hierbei handelt es sich um ein Projekt der Bochumer Stadtwerke und der RAG. Das Grubenwasser muss aus Sicherheitsgründen abgepumpt werden, da die Gefahr besteht, dass die Erdoberfläche einbricht oder dass das Grubenwasser in das Trinkwasser gelangt, diese Voraussetzung kann zur Energiegewinnung genutzt werden (FIZ 2013: www). 20°C warmes Grubenwasser einer stillgelegten Zeche wird geothermisch genutzt, indem ein Wärmetauscher an der Schachtanlage die Wärme des geförderten Grubenwassers an einen mit Wasser betriebenen Zwischenkreis überträgt (BUNDESVERBAND GEOTHERMIE E.V. 2012: www). Zwei Pumpen fördern das Grubenwasser über eine Diskfilter-Anlage zu den Plattenwärmeüberträgern. An dieser Stelle wird die Wärme des Grubenwassers auf das kalte Nahwärmenetz übertragen. Anschließend wird das Grubenwasser wieder ins Wasserschloss eingeleitet. Das kalte Nahwärmenetz verteilt Wasser auf die einzelnen Gebäude in einem Wohn- oder Gewerbegebiet. Zum Heizen wird die Temperatur mit Wärmepumpen in den einzelnen Gebäuden auf das erforderliche Niveau von bis zu 60°C angehoben.

http://www.bine.info/themen/erneuerbareenergien/geothermie/publikation/heizwaerme-aus-grubenwasser/

http://www.geothermie.de/news-anzeigen/2012/05/24/bochumgrubenwasser-zur-warmeversorgung.html

1.4 Sonstiges

1.4.1 Tidal Power

Gezeitenkraftwerke nutzen die Energie des Tidenhubs der Meere und wandeln die Energie in elektrischen Strom um. Dabei gibt es eine Vielzahl verschiedener Systeme. Vorteil bei dem System: der Tidenhub ist vorhersagbar und somit auch die Stromerzeugung planbar. Zudem ist sie ein verlässlicher Energielieferant (FIZ 2015: www).

Das System „Tidal Power“ besteht aus halbgetauchten Plattformen mit mehreren kleinen Instream-Turbinen, welches mit einem Fundament am Meeresboden befestigt wird. Durch ein Drehgelenk am Fundament passt sich die Plattform der Strömungsrichtung an. 20 Turbinen sollen dabei eine Nennleistung von 20 MW aufweisen. Da die Turbinen an die Wasseroberfläche gelassen werden können reduzieren sich Aufwand und Kosten für die Installation und Wartung.

Andere Systeme erinnern an „Unterwasser-Windkraftanlagen“. Die wesentlichen Komponenten entsprechen denen einer Windenergieanlage. Der Rotor hat dabei eine feste Orientierung, die Pitchregelung erlaubt aber eine Blattverstellung von 180°, sodass sowohl Ebbe als auch Flut zur Stromerzeugung genutzt werden können (FIZ 2015: www).

http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/solare-waerme/news/gebaeude-ueber-aussenwand-heizen/

1.4.2 Hohle Betonkugeln als Stromspeicher

Das „Stored Energy in the SEA“-Konzept gleicht dem Prinzip eines Pumpspeicherwerkes. Die hohlen Betonkugeln sollen auf dem Meeresboden installiert werden. Das Meer selbst dient demnach als oberes Speicherreservoir. Die Kugeln als unteres Speicherbecken werden im Pumpbetrieb mit Ladestrom leer gepumpt und im Entladebetrieb über eine Turbine zum Generatorantrieb wieder mit Wasser gefüllt (FRAUNHOFER IEE 2018: www). Bei Stromüberschuss dient die Turbine als Pumpe, die die Kugel wieder leer pumpt (PRESSE UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG 2015: www). Der Wirkungsgrad des Systems liegt bei

80 % - 85 %. Kommerzielles Ziel ist eine installierte Leistung von 20 MW pro Kugel. Ein erfolgreicher Test der Technologie hat im Winter 2016/2017 im Bodensee stattgefunden.

https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/stensea-storing-energy-at-sea.html

https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/12/2015-12-08-hts-stansea.html

1.4.3 Eco Pole

Bei Eco-Pole der US Firma „Savwatt“ handelt es sich um eine Straßenlaterne, die mit Wind- und Solarenergie gekoppelt ist. Mithilfe von Solarzellen, kleiner Windturbine und einer Batterie kann ohne Netzanschluss eine 60 Watt LED-Beleuchtung betrieben werden (REUTER 2013: www).

http://green.wiwo.de/strasenbeleuchtung-superspar-laternen-erobern-die-stadte/

2 Energiebedarfsermittlung

Tab. 1: Basis Berechnung

	Endenergieverbrauch			2012 ↓		2050 ↓		2012 ↓	2050 ↓		Quelle	Anmerkungen
2			Einwohner Deutschlands 2050					80.523.746	70.904.530		[1]	
3	Kraft/Licht/IKT/Kälte							378.220	309.011	GWh/a		
4			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE	4.697	kWh/Einwohner	4.358		378.220	309.011	GWh/a	[3] [1]	
5	Gebäudewärme							876.823	295.179	GWh/a		
6			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE					*876.823*	*772.052*	GWh/a		
7			Verbrauch Strom	493	kWh/Einwohner			39.698	34.928	GWh/a	[3]	
8			Brennst. Gasförm.	4.974	kWh/Einwohner			400.525	352.679	GWh/a	[3]	
9			Brennstof. Flüssig	2.389	kWh/Einwohner			192.371	169.391	GWh/a	[3]	
10			Brennstoff fest	1.190	kWh/Einwohner			95.823	84.376	GWh/a	[3]	
11			Wärme	1.843	kWh/Einwohner			148.405	130.677	GWh/a	[3]	
12		Bedarfsniveau Haushalte		67,3	%	67,3		876.823	820.752	GWh/a	[3]	
13			Wohnfläche pro Person	43,2	qm/Person	49,1		590.102	519.591		[4]	
14			Zieleinfluss Wohnflächenentwicklung	100	% v Status	113,60		590.102	590.255	GWh/a	[5][S.4.49]	
15			davon Gewerbe, Handel, Industrie	32,7	% v Status	32,7		286.721	252.461	GWh/a	[5][S.4.52]	
16			Zieleinfluss Erwerbstätigkeit	100	% v Status	91,3		286.721	230.497	GWh/a	[5][S.4.55]	
17			davon Raumwärme		%	85,3		747.930	700.101		[3]	
18			spez. Raumwärmebed.Status/saniert	124,8	kWh/qm/a	45,2					[5]	
19			Veränderung zum Status	100	% v Status	-63,8						
20			Gebäude-Sanierungsrate			2,64%	2,64%			%/a	[5] [6]	
21				2012		2050						
22			Raumwärmebedarf Veränderung	0	% v Status	100,00%						
23				0		-63,8						
24			Bedarfsniveau (sanierung/ersatz)					747.930	253.562	GWh/a	[5][S.4.68]	
26			davon Warmwasser	14,7	%	14,7		128.893	120.651	GWh/a		
27			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100	%	80		128.893	96.520	GWh/a	[5][S.4.73]	
28		Bedarfsniveau (Sanierung)						876.823	350.083		[5][S.4.75]	
29			davon Brennstoffe	78,5	%	0		688.306	0	GWh/a		
30			**davon Wärme**	16,9%	-15,70%	77,6%	77,61	**148.183**	**229.013**	**GWh/a**	**[3] [7]**	
31			**davon Strom**	4,60%		18,90%		**40.334**	**66.166**	**GWh/a**	**[3]**	
32	Prozesswärme							520.167	393.145	GWh/a		
33			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE					*520.167*	*458.029*	GWh/a		
34			Verbrauch Strom	1.055	kWh/Einwohner			84.944	74.797	GWh/a	[3]	
35			Brennst. Gasförm.	2.859	kWh/Einwohner			230.194	202.696	GWh/a	[3]	
36			Brennstof. Flüssig	334	kWh/Einwohner			26.861	23.652	GWh/a	[3]	
37			Brennstoff fest	1.503	kWh/Einwohner			121.028	106.570	GWh/a	[3]	
38			Wärme	710	kWh/Einwohner			57.139	50.313	GWh/a	[3]	
39			Bedarfsniveau Haushalte	7,50%		7,50%		39.013	34.352		[3]	
40			Zieleinfluss Endanw. Effizienz	100%		90%		39.013	30.917		[8]	
41			Bedarfsniveau Industrie und GHD	92,50%		92,50%		481.154	423.676		[3]	
42			Zieleinflulss Materialdurchs./Person	100%		124,10%		481.154	525.782		[5]	
43			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100%		80%		481.154	420.626		[5] [9]	
44		Bedarfsniveau Haushalte	**Bedarfsniveau (Prod.-Vol., Proz.-Eff.)**					**520.167**	**451.543**			
45			davon Brennstoffe	72,70%		44,10%		378.161	199.130		[5]	
46			Zieleinfluss Wandlungsverluste	100,00%		87,00%		378.161	173.243		[5]	
47			davon Wärme	11,00%		0,00%		57.218	0			
48			davon Strom	16,30%		48,70%		84.787	219.901	GWh/a	[3][5]	
49		Endenergieverbrauch PW						520.167	393.145	GWh/a		

Fortsetzung von Tab. 1

50	**Mobile Anwendungen**									**779.020**	**364.889**	**GWh/a**			
51			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE							**778.745**	***685.718***	***GWh/a***			
52		**MA am Boden**	Verbrauch Strom	205	kWh/Einwohner					16.507	14.535	GWh/a	[3]		
53			Brennst. Gasform.	81	kWh/Einwohner					6.522	5.743	GWh/a	[3]		
54			Brennstof. Flüssig	9.385	kWh/Einwohner	8.061	1.324			755.715	665.439	GWh/a	[3]	571.561	93.878 [5][S.3.38]
55			**davon am Boden**							**672.132**	**591.840**	GWh/a	[3]	649.102	106.613 [5][S.3.38]
56			**in der Luft**							**106.613**	**93.878**	GWh/a	[3]		
57			davon Personenverkehr (Pvk)	68,10%		68,10%							[10]		
58			Zieleinfluss Pers.-Verkehrsleist./Pers.	100,00%		99,30%									
59			Bedarfsniveau Pvk (nach Entwicklung)							457.722	400.222	GWh/a	[3]		
60			Anteil Elektrotraktion	2,86%		87,85%			87,85%				[5]	2,30%	
61			Zieleinfluss 100% Elektrotraktion	0%		-65,80%									
62			Stromverbrauch PVk			-56.3%				13.091	126.302	GWh/a	[5] [11]		
63			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.PVk												
64			Bedarfsniveau Kraftstoff PVk	97,2%		12,2%				444.905	48.627	GWh/a	[5][S.4.134]		
65			Kraftstoffverbrauch PVK	100,00%		88,60%				444.905	43.083	GWh/a	[5][S.4.136]		
66			davon Güterverkehr	31,90%		31,90%				214.410	188.797	GWh/a	[5][S.4.138]		
67			Bedarfsniveau GVk	100%		158%				**214.410**	**298.299**	GWh/a	[5][S.4.140]		
68			Anteil Elektraktion An Endverbr.GVk	1,60%		87,85%			87,85%						
69			Zieleinfluss Elektrotraktion	0%		-55,55%								64,40%	
70			Stromverbrauch GVk							3.431	96.366	GWh/a	[5][S.4.144]		
71			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.GVk	98,40%		12,2%				210.979	36.243	GWh/a	[5][S.4.147]		
72			Zieleinfluss Fahrzeugeffizienz	100%		88,60%									
73			Biomasse Brennst. Limit			142.221	GWh/a								
74			Rest Brennstoff								0				
75			Wirkungsgrad Power-to-Gas	65%											
76			Erforderliche Ersatzstrom								0				
77			Kraftstoffverbrauch GVK							210.979	32.112	GWh/a	[5][S.4.149]		
78			MA Stromverbrauch							16.521	222.668	GWh/a	[5][S.5.51]		
79		**MA Luftverkehr**	Bedarfsniveau Luftverkehr							106.613	93.878	GWh/a			
80			Zieleinfluss Luftverkehr.-Leistung/Person	100,00%		99,30%				106.613	93.220	GWh/a	[5][S.4.154]		
81			Kraftstoffverbrauch Luftverkehr	100,00%		71,90%				106.613	67.026	GWh/a	[5][S.4.156]		
82			*MA Brennstoffverbrauch*							*762.420*	*142.221*	*GWh/a*	*[5][S.5.54]*		
83			**MA Verbrauch Gesamt**							**779.020**	**364.889**		**[5][S.5.64]**		

Tab. 2: Berechnung Variante 2

	Endenergieverbrauch			2012 ↓		2050 ↓		2012 ↓	2050 ↓		Quelle	Anmerkungen
2			Einwohner Deutschlands 2050					80.523.746	70.904.530		[1]	
3	**Kraft/Licht/IKT/Kälte**							**378.220**	**309.011**	**GWh/a**		
4			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE	4.697	kWh/Einwohner	4.358		**378.220**	**309.011**	GWh/a	[3] [1]	
5	**Gebäudewärme**							**876.823**	**295.179**	**GWh/a**		
6			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE					***876.823***	***772.052***	GWh/a		
7			Verbrauch Strom	493	kWh/Einwohner			39.698	34.928	GWh/a	[3]	
8			Brennst. Gasförm.	4.974	kWh/Einwohner			400.525	352.679	GWh/a	[3]	
9			Brennstof. Flüssig	2.389	kWh/Einwohner			192.371	169.391	GWh/a	[3]	
10			Brennstoff fest	1.190	kWh/Einwohner			95.823	84.376	GWh/a	[3]	
11			Wärme	1.843	kWh/Einwohner			148.405	130.677	GWh/a	[3]	
12		**Bedarfsniveau Haushalte**		67,3	%	67,3		**876.823**	**820.752**	GWh/a	[3]	
13			Wohnfläche pro Person	43,2	qm/Person	49,1		590.102	519.591		[4]	
14			Zieleinfluss Wohnflächenentwicklung	100	% v Status	113,60		590.102	590.255	GWh/a	[5][S.4.49]	
15			davon Gewerbe, Handel, Industrie	32,7	% v Status	32,7		286.721	252.461	GWh/a	[5][S.4.52]	
16			Zieleinfluss Erwerbstätigkeit	100	% v Status	91,3		286.721	230.497	GWh/a	[5][S.4.55]	
17			davon Raumwärme		%	85,3		747.930	700.101		[3]	
18			spez. Raumwärmebed.Status/saniert	124,8	kWh/qm/a	45,2					[5]	
19			Veränderung zum Status	100	% v Status	-63,8						
20			Gebäude-Sanierungsrate			2,64%	2,64%			%/a	[5] [6]	
21				2012		2050						
22			Raumwärmebedarf Veränderung	0	% v Status	100,00%						
23				0		-63,8						
24			Bedarfsniveau (sanierung/ersatz)					747.930	253.562	GWh/a	[5][S.4.68]	
26			davon Warmwasser	14,7	%	14,7		128.893	120.651	GWh/a		
27			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100	%	80		128.893	96.520	GWh/a	[5][S.4.73]	
28		**Bedarfsniveau (Sanierung)**						**876.823**	**350.083**		[5][S.4.75]	
29			davon Brennstoffe	78,5	%	0		**688.306**	0	GWh/a		
30			**davon Wärme**	16,9%	-15,70%	77,6%	77,61	**148.183**	**229.013**	**GWh/a**	**[3] [7]**	
31			**davon Strom**	4,60%		18,90%		**40.334**	**66.166**	**GWh/a**	**[3]**	
32	**Prozesswärme**							**520.167**	**393.145**	**GWh/a**		
33			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE					***520.167***	***458.029***	GWh/a		
34			Verbrauch Strom	1.055	kWh/Einwohner			84.944	74.797	GWh/a	**[3]**	
35			Brennst. Gasförm.	2.859	kWh/Einwohner			230.194	202.696	GWh/a	**[3]**	
36			Brennstof. Flüssig	334	kWh/Einwohner			26.861	23.652	GWh/a	**[3]**	
37			Brennstoff fest	1.503	kWh/Einwohner			121.028	106.570	GWh/a	**[3]**	
38			Wärme	710	kWh/Einwohner			57.139	50.313	GWh/a	**[3]**	
39			Bedarfsnievau Haushalte	7,50%		7,50%		39.013	34.352		**[3]**	
40			Zieleinfluss Endanw. Effizienz	100%		90%		39.013	30.917		[8]	
41			Bedarfsnievau Industrie und GHD	92,50%		92,50%		481.154	423.676		**[3]**	
42			Zieleinflulss Materialdurchs./Person	100%		124,10%		481.154	525.782		[5]	
43			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100%		80%		481.154	420.626		[5] [9]	
44		**Bedarfsniveau Haushalte**	**Bedarfsnievau (Prod.-Vol., Proz.-Eff.)**					**520.167**	**451.543**			
45			davon Brennstoffe	72,70%		44,10%		378.161	199.130		[5]	
46			Zieleinfluss Wandlungsverluste	100,00%		87,00%		378.161	173.243		[5]	
47			davon Wärme	11,00%		0,00%		57.218	0			
48			davon Strom	16,30%		48,70%		84.787	219.901	GWh/a	[3][5]	
49		Endenergieverbrauch PW						520.167	393.145	GWh/a		

Fortsetzung von Tab. 2

50	**Mobile Anwendungen**									**779.020**	**633.270**	**GWh/a**				
51			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE							**778.745**	***685.718***	***GWh/a***				
52		**MA am Boden**	Verbrauch Strom	205	kWh/Einwohner					16.507	14.535	GWh/a	[3]			
53			Brennst. Gasform.	81	kWh/Einwohner					6.522	5.743	GWh/a	[3]			
54			Brennstof. Flüssig	9.385	kWh/Einwohner	8.061	1.324			755.715	665.439	GWh/a	[3]	571.561	93.878	[5][S.3.38]
55			**davon am Boden**							**672.132**	**591.840**	GWh/a	[3]	649.102	106.613	[5][S.3.38]
56			**in der Luft**							**106.613**	**93.878**	GWh/a	[3]			
57			davon Personenverkehr (Pvk)	68,10%		68,10%							[10]			
58			Zieleinfluss Pers.-Verkehrsleist./Pers.	100,00%		99,30%										
59			Bedarfsniveau Pvk (nach Entwicklung)							457.722	400.222	GWh/a	[3]			
60			Anteil Elektrotraktion	2,86%		50,00%		50%	87,85%				[5]	2,30%		
61			Zieleinfluss 100% Elektrotraktion	0%		-65,80%										
62			Stromverbrauch PVk			-31,4%				13.091	74.495	GWh/a	[5] [11]			
63			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.PVk													
64			Bedarfsniveau Kraftstoff PVk	97,2%		50,0%				444.905	200.111	GWh/a	[5][S.4.134]			
65			Kraftstoffverbrauch PVK	100,00%		88,60%				444.905	177.298	GWh/a	[5][S.4.136]			
66			davon Güterverkehr	31,90%		31,90%				214.410	188.797	GWh/a	[5][S.4.138]			
67			Bedarfsniveau GVk	100%		158%				**214.410**	**298.299**	GWh/a	[5][S.4.140]			
68			Anteil Elektraktion An Endverbr.GVk	1,60%		50,00%		50%	87,85%							
69			Zieleinfluss Elektrotraktion	0%		-31,17%								64,40%		
70			Stromverbrauch GVk							3.431	56.171	GWh/a	[5][S.4.144]			
71			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.GVk	98,40%		50,0%				210.979	149.150	GWh/a	[5][S.4.147]			
72			Zieleinfluss Fahrzeugeffizienz	100%		88,60%										
73			Biomasse Brennst. Limit			142.221	GWh/a									
74			Rest Brennstoff								234.249					
75			Wirkungsgrad Power-to-Gas	65%												
76			Erforderliche Ersatzstrom								360.384					
77			Kraftstoffverbrauch GVK							210.979	132.147	GWh/a	[5][S.4.149]			
78			MA Stromverbrauch							16.521	491.049	GWh/a	[5][S.5.51]			
79		**MA Luftverkehr**	Bedarfsniveau Luftverkehr							106.613	93.878	GWh/a				
80			Zieleinfluss Luftverkehr.-Leistung/Person	100,00%		99,30%				106.613	93.220	GWh/a	[5][S.4.154]			
81			Kraftstoffverbrauch Luftverkehr	100,00%		71,90%				106.613	67.026	GWh/a	[5][S.4.156]			
82			MA Brennstoffverbrauch							762.498	142.221	GWh/a	[5][S.5.54]			
83			**MA Verbrauch Gesamt**							**779.020**	**633.270**		**[5][S.5.64]**			

Tab. 3: Berechnung Variante 3

	Endenergieverbrauch			2012 ↓		2050 ↓			2012 ↓	2050 ↓		Quelle	Anmerkungen
2			Einwohner Deutschlands 2050						80.523.746	70.904.530		[1]	
3	**Kraft/Licht/IKT/Kälte**								**378.220**	**309.011**	**GWh/a**		
4			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE	4.697	kWh/Einwohner	4.358			**378.220**	**309.011**	GWh/a	[3] [1]	
5	**Gebäudewärme**								**876.823**	**528.613**	**GWh/a**		
6			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE						***876.823***	***772.052***	GWh/a		
7			Verbrauch Strom	493	kWh/Einwohner				39.698	34.928	GWh/a	[3]	
8			Brennst. Gasförm.	4.974	kWh/Einwohner				400.525	352.679	GWh/a	[3]	
9			Brennstof. Flüssig	2.389	kWh/Einwohner				192.371	169.391	GWh/a	[3]	
10			Brennstoff fest	1.190	kWh/Einwohner				95.823	84.376	GWh/a	[3]	
11			Wärme	1.843	kWh/Einwohner				148.405	130.677	GWh/a	[3]	
12		**Bedarfsniveau Haushalte**		67,3	%	67,3			**876.823**	**820.752**	GWh/a	[3]	
13			Wohnfläche pro Person	43,2	qm/Person	49,1			590.102	519.591		[4]	
14			Zieleinfluss Wohnflächenentwicklung	100	% v Status	113,60			590.102	590.255	GWh/a	[5][S.4.49]	
15			davon Gewerbe, Handel, Industrie	32,7	% v Status	32,7			286.721	252.461	GWh/a	[5][S.4.52]	
16			Zieleinfluss Erwerbstätigkeit	100	% v Status	91,3			286.721	230.497	GWh/a	[5][S.4.55]	
17			davon Raumwärme		%	85,3			747.930	700.101		[3]	
18			spez. Raumwärmebed.Status/saniert	124,8	kWh/qm/a	45,2						[5]	
19			Veränderung zum Status	100	% v Status	-63,8							
20			Gebäude-Sanierungsrate			1,00%	1,00%	2,64%			%/a	[5] [6]	
21				2012		2050							
22			Raumwärmebedarf Veränderung	0	% v Status	38,00%							
23				0		-24,2							
24			Bedarfsnievau (sanierung/ersatz)						747.930	530.417	GWh/a	[5][S.4.68]	
26			davon Warmwasser	14,7	%	14,7			128.893	120.651	GWh/a		
27			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100	%	80			128.893	96.520	GWh/a	[5][S.4.73]	
28		**Bedarfsniveau (Sanierung)**							**876.823**	**626.937**		[5][S.4.75]	
29			davon Brennstoffe	78,5	%	0			**688.306**	0	GWh/a		
30			**davon Wärme**	16,9%	-15,70%	77,6%	77,61		**148.183**	**410.122**	**GWh/a**	**[3] [7]**	
31			**davon Strom**	4,60%		18,90%			**40.334**	**118.491**	**GWh/a**	**[3]**	
32	**Prozesswärme**								**520.167**	**393.145**	**GWh/a**		
33			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE						***520.167***	***458.029***	GWh/a		
34			Verbrauch Strom	1.055	kWh/Einwohner				84.944	74.797	GWh/a	**[3]**	
35			Brennst. Gasförm.	2.859	kWh/Einwohner				230.194	202.696	GWh/a	**[3]**	
36			Brennstof. Flüssig	334	kWh/Einwohner				26.861	23.652	GWh/a	**[3]**	
37			Brennstoff fest	1.503	kWh/Einwohner				121.028	106.570	GWh/a	**[3]**	
38			Wärme	710	kWh/Einwohner				57.139	50.313	GWh/a	**[3]**	
39			Bedarfsnievau Haushalte	7,50%		7,50%			39.013	34.352		**[3]**	
40			Zieleinfluss Endanw. Effizienz	100%		90%			39.013	30.917		[8]	
41			Bedarfsnievau Industrie und GHD	92,50%		92,50%			481.154	423.676		**[3]**	
42			Zieleinflulss Materialdurchs./Person	100%		124,10%			481.154	525.782		[5]	
43			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100%		80%			481.154	420.626		[5] [9]	
44		**Bedarfsniveau Haushalte**	**Bedarfsnievau (Prod.-Vol., Proz.-Eff.)**						**520.167**	**451.543**			
45			davon Brennstoffe	72,70%		44,10%			378.161	199.130		[5]	
46			Zieleinfluss Wandlungsverluste	100,00%		87,00%			378.161	173.243		[5]	
47			davon Wärme	11,00%		0,00%			57.218	0			
48			davon Strom	16,30%		48,70%			84.787	219.901	GWh/a	[3][5]	
49		Endenergieverbrauch PW							520.167	393.145	GWh/a		

Fortsetzung von Tab. 3

50	**Mobile Anwendungen**								**779.020**	**364.889**	**GWh/a**			
51			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE						**778.745**	***685.718***	***GWh/a***			
52		**MA am Boden**	Verbrauch Strom	205	kWh/Einwohner				16.507	14.535	GWh/a	[3]		
53			Brennst. Gasförm.	81	kWh/Einwohner				6.522	5.743	GWh/a	[3]		
54			Brennstof. Flüssig	9.385	kWh/Einwohner	8.061	1.324		755.715	665.439	GWh/a	[3]	571.561	93.878 [5][S.3.38]
55			**davon am Boden**						**672.132**	**591.840**	GWh/a	[3]	649.102	106.613 [5][S.3.38]
56			**in der Luft**						**106.613**	**93.878**	GWh/a	[3]		
57			davon Personenverkehr (Pvk)	68,10%		68,10%						[10]		
58			Zieleinfluss Pers.-Verkehrslelst./Pers.	100,00%		99,30%								
59			Bedarfsniveau Pvk (nach Entwicklung)						457.722	400.222	GWh/a	[3]		
60			Anteil Elektrotraktion	2,86%		87,85%		87,85%				[5]	2,30%	
61			Zieleinfluss 100% Elektrotraktion	0%		-65,80%								
62			Stromverbrauch PVk			-56,3%			13.091	126.302	GWh/a	[5] [11]		
63			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.PVk											
64			Bedarfsniveau Kraftstoff PVk	97,2%		12,2%			444.905	48.627	GWh/a	[5][S.4.134]		
65			Kraftstoffverbrauch PVK	100,00%		88,60%			444.905	43.083	GWh/a	[5][S.4.136]		
66			davon Güterverkehr	31,90%		31,90%			214.410	188.797	GWh/a	[5][S.4.138]		
67			Bedarfsniveau GVk	100%		158%			**214.410**	**298.299**	GWh/a	[5][S.4.140]		
68			Anteil Elektraktion An Endverbr.GVk	1,60%		87,85%		87,85%						
69			Zieleinfluss Elektrotraktion	0%		-55,55%							64,40%	
70			Stromverbrauch GVk						3.431	96.366	GWh/a	[5][S.4.144]		
71			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.GVk	98,40%		12,2%			210.979	36.243	GWh/a	[5][S.4.147]		
72			Zieleinfluss Fahrzeugeffizienz	100%		88,60%								
73			Biomasse Brennst. Limit			142.221	GWh/a							
74			Rest Brennstoff							0				
75			Wirkungsgrad Power-to-Gas	65%										
76			Erforderliche Ersatzstrom							0				
77			Kraftstoffverbrauch GVK						210.979	32.112	GWh/a	[5][S.4.149]		
78			MA Stromverbrauch						16.521	222.668	GWh/a	[5][S.5.51]		
79		**MA Luftverkehr**	Bedarfsniveau Luftverkehr						106.613	93.878	GWh/a			
80			Zieleinfluss Luftverkehr.-Leistung/Person	100,00%		99,30%			106.613	93.220	GWh/a	[5][S.4.154]		
81			Kraftstoffverbrauch Luftverkehr	100,00%		71,90%			106.613	67.026	GWh/a	[5][S.4.156]		
82			MA Brennstoffverbrauch						762.498	142.221	GWh/a	[5][S.5.54]		
83			**MA Verbrauch Gesamt**						**779.020**	**364.889**		**[5][S.5.64]**		

Tab. 4: Berechnung Variante 4

	Endenergieverbrauch			2012 ↓		2050 ↓			2012 ↓	2050 ↓		Quelle	Anmerkungen
2			Einwohner Deutschlands 2050						80.523.746	70.904.530		[1]	
3	**Kraft/Licht/IKT/Kälte**								**378.220**	**309.011**	**GWh/a**		
4			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE	4.697	kWh/Einwohner	4.358			**378.220**	**309.011**	GWh/a	[3] [1]	
5	**Gebäudewärme**								**876.823**	**528.613**	**GWh/a**		
6			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE						***876.823***	***772.052***	GWh/a		
7			Verbrauch Strom	493	kWh/Einwohner				39.698	34.928	GWh/a	[3]	
8			Brennst. Gasförm.	4.974	kWh/Einwohner				400.525	352.679	GWh/a	[3]	
9			Brennstof. Flüssig	2.389	kWh/Einwohner				192.371	169.391	GWh/a	[3]	
10			Brennstoff fest	1.190	kWh/Einwohner				95.823	84.376	GWh/a	[3]	
11			Wärme	1.843	kWh/Einwohner				148.405	130.677	GWh/a	[3]	
12		**Bedarfsniveau Haushalte**		67,3	%	67,3			**876.823**	**820.752**	GWh/a	[3]	
13			Wohnfläche pro Person	43,2	qm/Person	49,1			590.102	519.591		[4]	
14			Zieleinfluss Wohnflächenentwicklung	100	% v Status	113,60			590.102	590.255	GWh/a	[5][S.4.49]	
15			davon Gewerbe, Handel, Industrie	32,7	% v Status	32,7			286.721	252.461	GWh/a	[5][S.4.52]	
16			Zieleinfluss Erwerbstätigkeit	100	% v Status	91,3			286.721	230.497	GWh/a	[5][S.4.55]	
17			davon Raumwärme		%	85,3			747.930	700.101		[3]	
18			spez. Raumwärmebed.Status/saniert	124,8	kWh/qm/a	45,2						[5]	
19			Veränderung zum Status	100	% v Status	-63,8							
20			Gebäude-Sanierungsrate			1,00%	1,00%	2,64%			%/a	[5] [6]	
21				2012		2050							
22			Raumwärmebedarf Veränderung	0	% v Status	38,00%							
23				0		-24,2							
24			Bedarfsnievau (sanierung/ersatz)						747.930	530.417	GWh/a	[5][S.4.68]	
26			davon Warmwasser	14,7	%	14,7			128.893	120.651	GWh/a		
27			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100	%	80			128.893	96.520	GWh/a	[5][S.4.73]	
28		**Bedarfsniveau (Sanierung)**							**876.823**	**626.937**		[5][S.4.75]	
29			davon Brennstoffe	78,5	%	0			**688.306**	0	GWh/a		
30			**davon Wärme**	16,9%	-15,70%	77,6%	77,61		**148.183**	**410.122**	**GWh/a**	**[3] [7]**	
31			**davon Strom**	4,60%		18,90%			**40.334**	**118.491**	**GWh/a**	**[3]**	
32	**Prozesswärme**								**520.167**	**393.145**	**GWh/a**		
33			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE						***520.167***	***458.029***	GWh/a		
34			Verbrauch Strom	1.055	kWh/Einwohner				84.944	74.797	GWh/a	**[3]**	
35			Brennst. Gasförm.	2.859	kWh/Einwohner				230.194	202.696	GWh/a	**[3]**	
36			Brennstof. Flüssig	334	kWh/Einwohner				26.861	23.652	GWh/a	**[3]**	
37			Brennstoff fest	1.503	kWh/Einwohner				121.028	106.570	GWh/a	**[3]**	
38			Wärme	710	kWh/Einwohner				57.139	50.313	GWh/a	**[3]**	
39			Bedarfsnievau Haushalte	7,50%		7,50%			39.013	34.352		**[3]**	
40			Zieleinfluss Endanw. Effizienz	100%		90%			39.013	30.917		[8]	
41			Bedarfsnievau Industrie und GHD	92,50%		92,50%			481.154	423.676		**[3]**	
42			Zieleinflulss Materialdurchs./Person	100%		124,10%			481.154	525.782		[5]	
43			Zieleinfluss Prozesseffizienz	100%		80%			481.154	420.626		[5] [9]	
44		**Bedarfsniveau Haushalte**	**Bedarfsnievau (Prod.-Vol., Proz.-Eff.)**						**520.167**	**451.543**			
45			davon Brennstoffe	72,70%		44,10%			378.161	199.130		[5]	
46			Zieleinfluss Wandlungsverluste	100,00%		87,00%			378.161	173.243		[5]	
47			davon Wärme	11,00%		0,00%			57.218	0			
48			davon Strom	16,30%		48,70%			84.787	219.901	GWh/a	[3][5]	
49		Endenergieverbrauch PW							520.167	393.145	GWh/a		

Fortsetzung von Tab. 4

50	**Mobile Anwendungen**								**779.020**	**633.270**	**GWh/a**			
51			Endenergie-Verbrauch / Einwohner DE						**778.745**	***685.718***	***GWh/a***			
52		**MA am Boden**	Verbrauch Strom	205	kWh/Einwohner				16.507	14.535	GWh/a	[3]		
53			Brennst. Gasform.	81	kWh/Einwohner				6.522	5.743	GWh/a	[3]		
54			Brennstof. Flüssig	9.385	kWh/Einwohner	8.061	1.324		755.715	665.439	GWh/a	[3]	571.561	93.878 [5][S.3.38]
55			**davon am Boden**						**672.132**	**591.840**	GWh/a	[3]	649.102	106.613 [5][S.3.38]
56			**in der Luft**						**106.613**	**93.878**	GWh/a	[3]		
57			davon Personenverkehr (Pvk)	68,10%		68,10%						[10]		
58			Zieleinfluss Pers.-Verkehrsleist./Pers.	100,00%		99,30%								
59			Bedarfsniveau Pvk (nach Entwicklung)						457.722	400.222	GWh/a	[3]		
60			Anteil Elektrotraktion	2,86%		50,00%	50%	87,85%				[5]	2,30%	
61			Zieleinfluss 100% Elektrotraktion	0%		-65,80%								
62			Stromverbrauch PVk			-31,4%			13.091	74.495	GWh/a	[5] [11]		
63			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.PVk											
64			Bedarfsniveau Kraftstoff PVk	97,2%		50,0%			444.905	200.111	GWh/a	[5][S.4.134]		
65			Kraftstoffverbrauch PVK	100,00%		88,60%			444.905	177.298	GWh/a	[5][S.4.136]		
66			davon Güterverkehr	31,90%		31,90%			214.410	188.797	GWh/a	[5][S.4.138]		
67			Bedarfsniveau GVk	100%		150%			**214.410**	**298.299**	GWh/a	[5][S.4.140]		
68			Anteil Elektraktion An Endverbr.GVk	1,60%		50,00%	50%	87,85%						
69			Zieleinfluss Elektrotraktion	0%		-31,17%							64.40%	
70			Stromverbrauch GVk						3.431	56.171	GWh/a	[5][S.4.144]		
71			Anteil am Kraftstofftrakt. An Endverbr.GVk	98,40%		50,0%			210.979	149.150	GWh/a	[5][S.4.147]		
72			Zieleinfluss Fahrzeugeffizienz	100%		88,60%								
73			Biomasse Brennst. Limit			142.221	GWh/a							
74			Rest Brennstoff							234.249				
75			Wirkungsgrad Power-to-Gas	65%										
76			Erforderliche Ersatzstrom							360.384				
77			Kraftstoffverbrauch GVK						210.979	132.147	GWh/a	[5][S.4.149]		
78			*MA Stromverbrauch*						*16.521*	*491.049*	*GWh/a*	*[5][S.5.51]*		
79		**MA Luftverkehr**	Bedarfsniveau Luftverkehr						106.613	93.878	GWh/a			
80			Zieleinfluss Luftverkehr.-Leistung/Person	100,00%		99,30%			106.613	93.220	GWh/a	[5][S.4.154]		
81			Kraftstoffverbrauch Luftverkehr	100,00%		71,90%			106.613	67.026	GWh/a	[5][S.4.156]		
82			MA Brennstoffverbrauch						762.498	142.221	GWh/a	[5][S.5.54]		
83			**MA Verbrauch Gesamt**						**779.020**	**633.270**		**[5][S.5.64]**		

3 Gegenüber Windenergieanlagen empfindliche Vogelarten

Tab. 5: Gegenüber Windenergieanlagen empfindliche Vogelarten
und Abstände zu den Anlagen

Gegenüber WEA empfindliche Vogelarten	Abstand (nach Helgoländer Papier 2015)
Lagopus muta	1000 m
Tetrao urogallus	1000 m
Falco subbuteo	500 m
Gallinago gallinago	500 m
Tetrao tetrix	1000 m
Numenius arquata	500 m
Pandion haliaetus	1000 m
Pluvialis apricaria	1000 m
Otis tarda	3000 m
Tetrastes bonasia	1000 m
Vanellus vanellus	500 m
Circus cyaneus	1000 m
Grus grus	500 m
Botaurus stellaris	1000 m
Circus aeruginosus	1000 m
Milvus milvus	1500 m
Tringa totanus	500 m
Aquila pomarina	6000 m
Milvus migrans	1000 m
Ciconia nigra	3000 m
Haliaeetus albicilla	3000 m
Aquila chryaetos	3000 m
Asio flammeus	1000 m
Limosa limosa	500 m
Bubo bubo	1000 m
Crex crex	500 m
Scolopax rusticola	500 m
Falco peregrinus	1000 m
Ciconia ciconia	1000 m
Pernis apivorus	1000 m
Upupa epops	1000 m
Circus pygargus	1000 m
Caprimulgus europaeus	500 m
Ixobrychus minutus	1000 m

4 Netzausbau

4.1 Darstellung der Betriebsmittel im Übertragungsnetz

Die folgenden Abschnitte stellen im ersten Schritt den Status quo und eine fachliche Bewertung der technischen Kenngrößen der relevanten Betriebsmittel im Übertragungsnetz dar. Die Kenngrößen dienen der Ausarbeitung der Umweltauswirkungen der Betriebsmittel für die Entwicklung der Bewertungsmethodik. Zusätzlich werden einige technische Restriktionen von Bündelungsmöglichkeiten und gemeinsamer Mastführung verschiedener Übertragungsmittel aufgestellt sowie Aussagen zur technischen Realisierung verschiedener Übertragungsaufgaben sowie deren Rahmenbedingungen erarbeitet.

4.1.1 Übertragungsnetzbetreiber

Das deutsche Übertragungsnetz der Höchstspannungsebene (380 kV und 220 kV) wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (TSO) 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW, die jeweils eine eigene Regelzone bilden, betrieben und geführt. Das deutsche Übertragungsnetz ist Teil des europaweiten Verbundnetzes innerhalb des Verbands der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators). Der Betrieb des Netzes als ein großes Verbundsystem ermöglicht zum einen den europaweiten Stromhandel und stellt zum anderen im Fehlerfall eine gegenseitige Unterstützung sicher.

Die 380-kV-Drehstrom-Freileitung ist aufgrund verschiedener Vorteile wie dem einfachen Aufbau und den guten sowie robusten elektrischen Eigenschaften die häufigste Leistungsform im ENTSO-E Netz. Weitere Betriebsspannungen sind beispielsweise das 750-kV-Drehstromnetz im osteuropäischen Raum und bei Offshore-Seekabeln oder bei der Kopplung asynchroner Netze finden sich zunehmend auch HGÜ-Verbindungen (vgl. HOFMANN et al. 2012a).

4.1.2 Übertragungstechnologien

In HOFMANN et al. 2012a sind die Grundlagen der unterschiedlichen, zur Realisierung einer Energieübertragung vorhandenen Technologien ausführlich diskutiert und dargestellt. Primär gilt es bei der Netzausbaubetrachtung, zwischen den beiden Varianten Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zu unterscheiden (s. Abb. 1). Die beiden Übertragungstechnologien unterscheiden sich deutliche Unterschiede in den elektrischen Eigenschaften, im Betriebsverhalten und in den Gesamtkosten. Beide Übertragungstechnologien lassen sich sowohl als Erdkabel als auch als Freileitung bzw. prinzipiell auch als gasisolierte Leitung (GIL) oder supraleitendes Kabel ausführen (s. Abb. 1). Die GIL stellt aus technischer Sicht eine vergleichsweise robuste Alternative mit guten Übertragungseigenschaften dar, wird jedoch aus wirtschaftlichen Gründen (hohe Investitionskosten und begrenzte Fertigungskapazitäten) im Folgenden nicht weiter betrachtet. Das supraleitende Kabel stellt durch die sehr hohe Übertragungsleistung, den geringen Übertragungsverlusten und dem äußerst geringen Platzbedarf eine innovative Komponente da, die im Rahmen des Projektes besonders hervorgehoben werden soll, auch wenn die noch hohen Investitionen und fehlende Praxisprojekte in der Übertragungsebene aus heutiger Sicht noch Einschränkungen bedeuten.

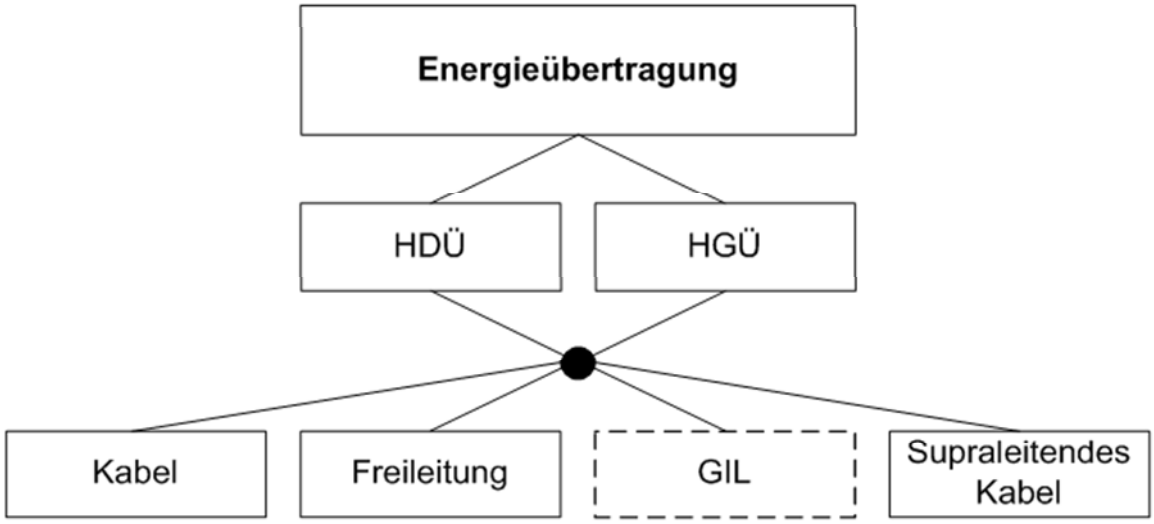


Abb. 1: Einordnung verschiedener Übertragungsarten und Übertragungssysteme

Da sich dieses Projekt nicht mit den grundlegenden Fragen nach den Übertragungstechnologien, sondern primär mit der technischen umwelttechnischen Realisierbarkeit einer 100 % Versorgung aus erneuerbaren Energien befasst, werden zunächst, aufbauend auf den eigenen Vorarbeiten (HOFMANN et al. 2012a), die typischen Kenngrößen und Wirkfaktoren aus technischer Sicht aufgearbeitet. Ergänzt werden u. a. einige Wirkfaktoren (beispielsweise typische Größen, Parameter und Nebenanlagen der Betriebsmittel) sowie neue zur Diskussion stehende Konzepte (wie beispielsweise Bündelungsoptionen im Rahmen des „Ultranets“) bzw. alternative Ausführungen der Übertragungsmittel.

Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)

Im europäischen Verbundnetz der ENTSO-E erfolgt die Übertragung elektrischer Energie im wesentlichem mit Drehstrom, genauer symmetrischem Dreiphasen-Wechselstrom, bei einer Frequenz von 50 Hz. In dem historisch gewachsenen System wurden im Lauf der Zeit immer höhere Spannungsebenen eingeführt, die 380-kV-Ebene stellt allerdings bis auf wenige Ausnahmen die höchste Spannungsebene dar.

Innerhalb Deutschlands gliedert sich das Energieversorgungssystem in Abhängigkeit von der Spannungsebene nach Abb. 2 in die Bereiche Höchstspannung (380/220 kV), Hochspannung (i. d. R. 110 kV), Mittelspannung (i. d. R. 10/20 kV) und Niederspannung (400 V). Analog hierzu erfolgt die Unterteilung in das Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetz) und das Verteilungsnetz (Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz). Das Übertragungsnetz ist dabei die für die Systemstabilität relevante Spannungsebene (vgl. weitere Beschreibungen in HOFMANN et al. 2012a).

Aktuell hat das deutsche Höchstspannungsnetz eine Gesamtstromkreislänge von ca. 35.000 km, wovon etwas weniger als 0,5 % (ca. 175 km) als Erdkabel ausgeführt sind (BDEW 2013).

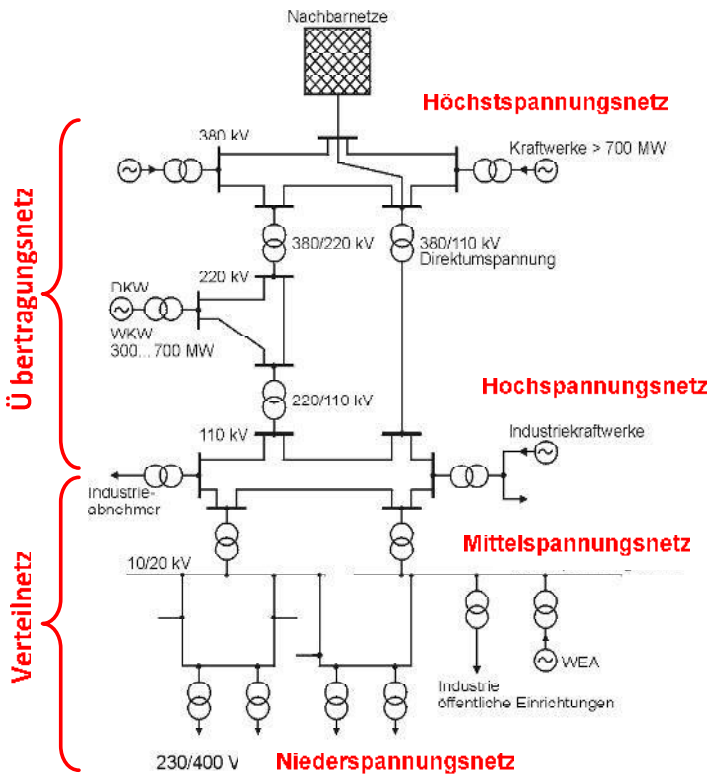


Abb. 2: Aufbau des Elektroenergiesystems (aus: HOFMANN et al. 2012a)

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Der durch den Aufbau des elektrischen Feldes bedingte Ladestrom einer Leitung führt bei Wechel- oder Drehstromleitungen aufgrund der ständig notwendigen Umladung zu einer Vorbelastung der Leitung. Bei zu langen Leitungen und gerade bei Kabelsystemen führt der Ladestrom dazu, dass keine Wirkleistung mehr übertragen werden kann. Aus diesem Grund hat sich die HGÜ für die Anbindung von Seekabeln und langen Freileitungen wie sie in China und Australien vorkommen bewährt. Sowohl die Leitungsinduktivitäten als auch -kapazitäten sind im stationären Betrieb der HGÜ unwirksam und nur der ohmsche Spannungsabfall entlang der Leitung begrenz die maximale Länge der Übertragung (induktiver Längsspannungsabfall und der Ferranti-Effekt treten nicht mehr auf). Der ohmsche Widerstand ist zudem geringer als bei der Drehstromübertragung, da keine Blindleistung übertragen wird, keine Stromverdrängungseffekte auftreten und der gesamte Querschnitt der Leitung ausgenutzt wird (HOFMANN et al. 2012a). Den Vorteilen der Gleichstromtechnik stehen jedoch einige Herausforderungen entgegen. Zum einen sind dies die höheren Kosten für die Umrichter und der Systemaufwand. Zum anderen ist der Betrieb eines vermaschten Gleichstromnetzes bisher nicht möglich. Zur Kupplung mit dem Drehstromnetz ist an den beiden Enden einer HGÜ-Verbindung jeweils die Errichtung einer Konverterstation notwendig, welche die Verbindung von Gleich- und Drehstromübertragung ermöglicht und zur Regelung der HGÜ dient Abb. 3 zeigt am Beispiel der Konverterstation Dörpen-West den prinzipiellen Aufbau einer HGÜ-Konverterstation.

Die aktuell längste HGÜ-Seekabelverbindung der Welt ist dabei bislang das 2008 von Statnet und TenneT in Betrieb genommene NorNed-Kabel, das über eine Strecke von 580 km Feda in Norwegen mit Eemshaven in den Niederlanden verbindet (HOFMANN et al. 2012a). Das längste Seekabel wird das aktuell im Bau befindliche NordLink-Projekt zwischen Wilster und Tonstad (Norwegen) mit 623 km Leitung bei ±500 kV und 1.400 MW Leistung (TENNET TSO 2014a) sein.

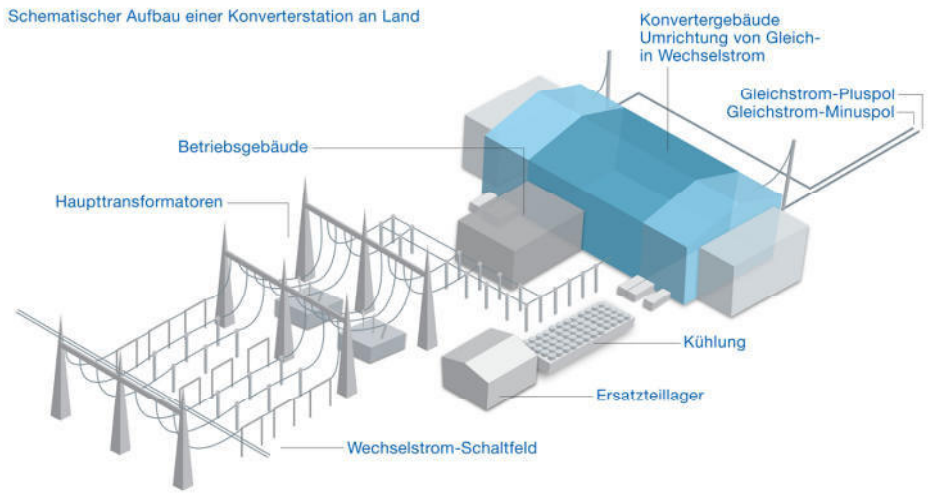


Abb. 3: Schematischer Aufbau einer Konverterstation (aus: TENNET TSO GMBH 2016)

Für die in dem Projekt Dörpen-West genutzte ±320-kV-Verbindung mit 800 MW Leistung ist eine Konverterstation mit Abmessungen von 50m x 100m x 17m notwendig. Die Konverterstation enthält je nach Art der HGÜ-Stromrichterventile, Stromrichtertransformatoren, Steuerungsanlagen sowie Oberschwingungsfilter und evtl. notwendige Blindleistungskompensationsanlagen (HOFMANN et al. 2012a). Zu unterscheiden bei HGÜ-Verbindungen ist zwischen netzgeführter (Line Commutated Converter) LCC-HGÜ und selbstgeführter (Voltage Source Converter) VSC-HGÜ.

Netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ)

Die netzgeführte HGÜ wird auch als klassische HGÜ bezeichnet, ist eine bewährte thyristorbasierte Technologie und dient vorwiegend zur Kupplung asynchroner Netze oder bei Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Da bei Umkehr des Energieflusses eine Umpolung erforderlich ist, müssen masseimprägnierte Kabel (MI) anstatt VPE-Kabel verwendet werden. Als Freileitung sind Systeme bis zu ±800 kV und 6.400 MW Leistung (Siemens-Anlage von Xjangjiaba nach Shanghai) oder als masseimprägniertes Kabel bei bis zu ±500 kV Leistungen von 2.000 MW möglich.

Im Vergleich zu einer selbstgeführten HGÜ ist der Platzbedarf der Konverterstation allerdings um den Faktor 4 höher. Weiterhin ist keine unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung möglich, sodass Kompensationsanlagen errichtet werden müssen oder der hohe Blindleistungsbedarf vom Netz gedeckt werden muss (HOFMANN et al. 2012a). Der Betrieb einer LCC-HGÜ benötigt eine stabile Netzspannung, was ein starkes Netz mit einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung erforderlich macht. Aus diesem Grund kann eine LCC-HGÜ auch kein passives Netz versorgen oder zum Netzwiederaufbau aus dem spannungslosen Zustand heraus beitragen. Die fehlende Schwarzstartfähigkeit macht sie für den Anschluss von Offshore-Windparks ungeeignet, sodass die netzgeführte HGÜ vorwiegend als Punkt-zu-Punkt-Verbindung eingesetzt wird (HOFMANN et al. 2012a).

Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ)

Die selbstgeführte VSC-HGÜ (die Herstellerbezeichnungen lauten HVDC Plus® (Siemens) oder HVDC Light® (ABB)) verfügt über selbstgeführte pulsmodulierte Stromrichter mit Gleichspannungszwischenkreis auf IGBT-Basis. Damit ist ein 4-Quadrantenbetrieb, das heißt eine unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung ermöglicht. Die VSC-HGÜ-Systeme sind schwarzstartfähig; es ist kein frequenz- und spannungsstarres Netz notwendig, sodass der Einsatz als Netzanbindung von Offshore-Windparks möglich ist.

Die Übertragungsleistung der VSC-HGÜ kann jeden Wert unterhalb ihrer Bemessungsleistung annehmen. Eine Umkehr des Leistungsflusses erfolgt durch eine Richtungsänderung des Stroms, daher ist es möglich, neben MI-Kabeln und Freileitungen auch umweltfreundlichere VPE-Kabel einzusetzen. VPE-Kabel sind bisher für Spannungen bis ±525-kV verfügbar, sodass mit einem Kabelsystem Nennleistungen bis zu 2.600 MW zu übertragen werden können. Mit dieser Übertragungsleistung können die Kabel insbesondere für die im BBPIG vorgesehenen Nord-Süd-Korridore von Interesse sein (ABB 2014b). Mit dem Kabeldesign sind lange Strecken von bis zu 1.500 km technisch prinzipiell möglich, wobei laut Hersteller Übertragungsverluste von unter 5 % für diese Distanz zu erwarten sind (GUSTAFSON et al. 2014). Konverter für diese Spannungsebene sind bereits im Einsatz, wie beispielsweise bei der ca. 240 km langen HGÜ-Seekabel-Verbindung (MI-Kabel) von Dänemark nach Norwegen Skagerrak 4, welche bei einer Spannung von ±500 kV über eine Übertragungskapazität von 700 MW verfügt (STATNETT 2013).

Durch den Einsatz von Gleichspannungszwischenkreisen kann ein Multiterminalbetrieb, das heißt ein vermaschtes Netz, mit der VSC-HGÜ prinzipiell leichter als bei der klassischen HGÜ realisiert werden. Ein Einsatz solcher Technologie bedarf jedoch noch weiterer technischer Fortschritte zur Entwicklung geeigneter Schutz- und Regelungskonzepte, insbesondere geeigneter Gleichstrom-Leistungsschalter (vgl. HOFMANN et al. 2012a, ABB 2013a).

Metallic Return

Zur Verbesserung der Zuverlässigkeit einer HGÜ-Verbindung kann je nach Ausführung neben dem zur Übertragung notwendigen Bipol, bestehend aus je einem Leiter pro Pol, ein dritter Leiter mitgeführt werden. Der dritte Leiter, oft als neutral oder metallic return bezeichnet, kann im Fehlerfall eines Pols weiterhin mit dem verbliebenden Pol 50 % der Übertragungsleistung sicherstellen. So wird beispielsweise das SuedLink-Projekt aktuell mit jeweils zwei Erdkabeln pro Pol realisiert, die jeweils einen metallic return nutzen. Somit sind insgesamt für beide Bipole zusammen 10 Erdkabel notwendig (GRAMATTE 2014).

4.1.3 Freileitungen

Kernkomponenten der Freileitungen sind die luftisolierten Leiterseile, mit ausreichend Isolationsabstand zu den Masten, den Boden und den anderen Leiterseilen. Die Freileitungen zeichnen sich damit durch eine einfache Bauweise und somit einer schnellen Errichtung aus. Der äußerst einfache Aufbau führt zu geringen Kosten und einer hohen Zuverlässigkeit. Außerdem stellt die Freileitung insbesondere im Betrieb im vermaschten Netz ein lang bewährtes technisches Betriebsmittel dar, daher sind 91 % der Gesamtleitungslänge in der Hochspannungsebene als Freileitung ausgeführt (BDEW 2013). Für die Bewertung der Wirkfaktoren von Freileitungen auf die Umwelt sind insbesondere die genauen Ausmaße und Formen der Masten sowie die Anordnung der Beseilung entscheidend (s. Abb. 4).

Im Folgenden werden typische Abmessungen von Freileitungen und Erdkabelanlagen vorgestellt, die von den technischen Randbedingungen der jeweiligen Übertragungstechnologie sowie der Übertragungsleistung und somit der Anzahl der aufzunehmenden Systeme pro Trasse und Mast abhängig sind. Folglich können für die Dimension und Gestaltung der Mastbilder keine allgemeingültigen Angaben getroffen werden. Nach den jeweiligen Anforderungen einzelner Vorhaben ergeben sich stets verschiedene Ausführungen der zur Verfügung stehenden Mastbilder.

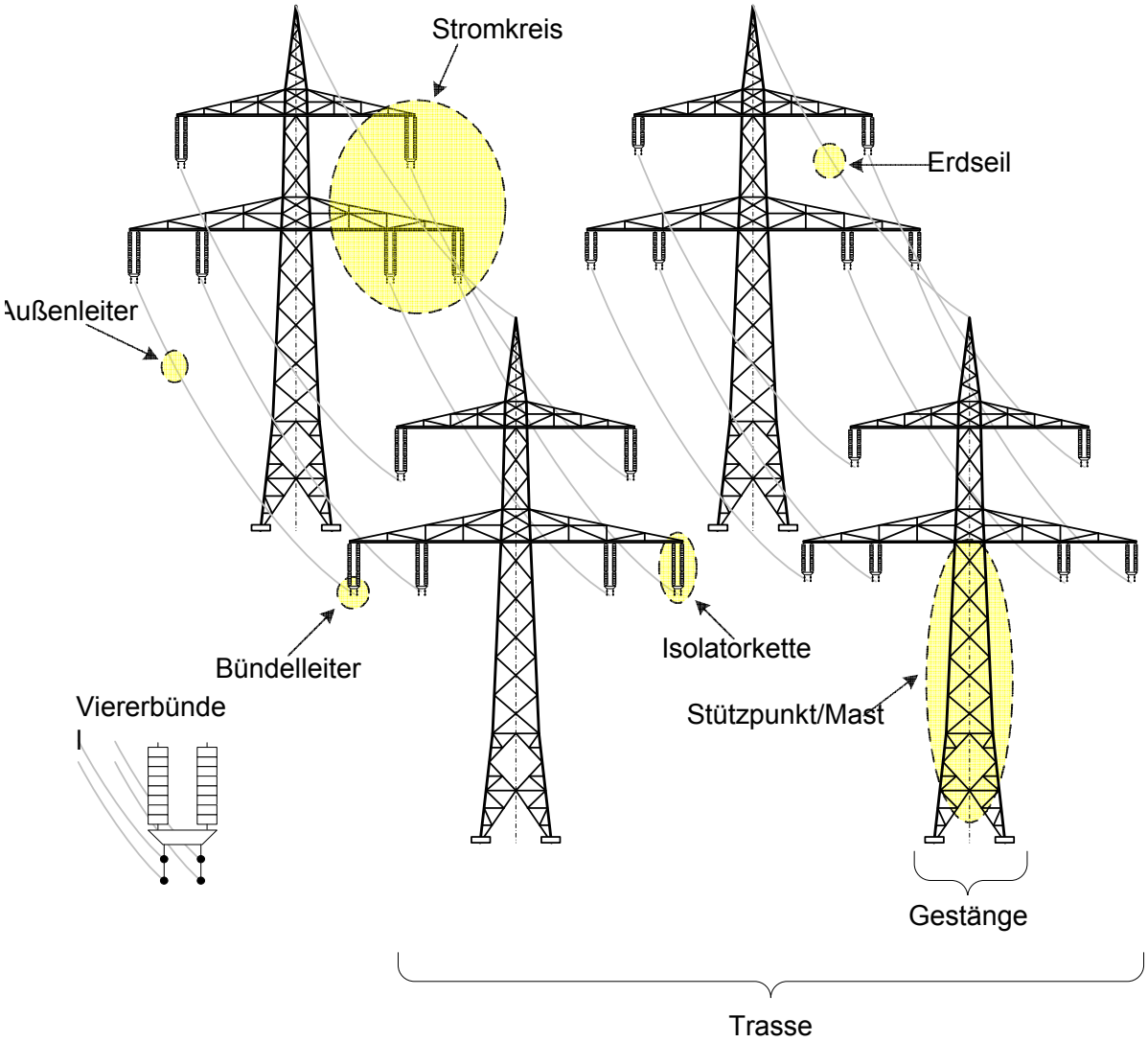


Abb. 4: Auslegung und Bemessung von Freileitungstrassen (nach LEPRICH et al. 2011)

Die Abmessungen von Freileitungen bestimmen sich neben den mechanischen Anforderungen aus der sicheren Einhaltung der notwendigen Isolationsabstände und dem zulässigen Seildurchhang. Die nur durch die umgebende Luft isolierten Leiterseile müssen mit einem ausreichenden Abstand zwischen den Leitern untereinander, zum Erdboden sowie zu Gebäuden oder hohem Bewuchs ausgeführt werden, um die notwendigen Isolationsabstände einzuhalten. Dabei muss beachtet werden, dass der Seildurchhang durch die Erwärmung infolge der Leitungsbelastung und dem Kühleffekt durch die Wärmeaufnahmefähigkeit der umgebenden Luft beeinflusst wird. Für Drehstrom-Freileitungen können die notwendigen Sicherheitsabstände der Norm EN 50341-1 entnommen werden, woraus sich auch der erforderliche Schutzbereich einer Freileitung ergibt (vgl. HOFMANN et al. 2012b).

Leiterseile

Die Leiterseile bestehen zumeist aus einem Stahlkern zur Sicherung der mechanischen Festigkeit und Aluminiumdrähten zur Stromleitung im Außenbereich. Die einzelnen Leiter einer Drehstromfreileitung bestehen in der Regel aus Bündelleitern (Viererbündel bei 380 kV), die vorteilhaft in Bezug auf Stromtragfähigkeit und elektrischer Randfeldstärke sind. Außerdem ermöglicht diese Kombination leichtere Einzelseile bei einem höheren Gesamtquerschnitt.

Hochtemperaturleiterseile

Durch die Wahl spezieller Materialien wie temperaturbeständigem Aluminium und optimierten Herstellungsmethoden können Leiterseile deutlich stärker erwärmt werden, sodass eine höhere Leistung im Vergleich zum normalen Leiterseil übertragen werden kann. Die höheren Betriebstemperaturen und Ströme verursachen allerdings auch deutlich höhere Netzverluste. Aufgrund des erhöhten Durchhangs können jedoch je nach Ausführung höhere oder wegen der erhöhten mechanischen Beanspruchung eine Verstärkung der Maste erforderlich sein. Durch ein Leiterseilmonitoring, bei dem durch eine in das Leiterseil integrierte Temperaturmessung online der Durchhang gemessen werden kann, kann ferner die maximale Leitungsbelastung ausgenutzt werden (JARASS & OBERMAIR 2012).

Für diese Technologie ist neben den bereits bestehenden Trassen eine Pilotstrecke (Daxlanden – Bühl/Kuppenheim - Eichstetten) im BBPIG zur Verwendung und Untersuchung vorgesehen.

Ziel weitergehender Entwicklungen von Hochtemperaturleiterseilen ist ein Aufbau mit verstärktem Kern, welcher keinen erhöhten Durchhang aufweisen. (HTLS – High Temperature Low Sag). Verschiedene Werkstoffe befinden sich hierfür in der Entwicklung, wie beispielsweise Aluminium Keramik Verbindungen ACCR (Aluminium Conductor Composite Reinforced) oder ACSS (Aluminium Conductor Steel Supported), die bei hohen Temperaturen keinen erhöhten Durchhang aufweisen (3M 2011). Der Hauptvorteil der HTLS ist eine deutlich erhöhte Leistungsübertragung bei gleicher Trassennutzung. Bei Verwendung von ACSS (Aluminium Conductor Steel Supported) ist eine gesteigerte Übertragungsleistung ohne Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Netzbetrieb bei 210 °C um 30 % - 100 % möglich. Die Nachteile sind erhöhte Kosten (Faktor 1,1 bis 6) und ein erheblicher Zuwachs der Übertragungsverluste (HOFMANN et al. 2012a).

Neben fehlenden durchgängigen europäischen Normen (Stand 06/2012) ist die Gesetzlage für den Einsatz moderner HTLS mit Temperaturen über 150°C im Übertragungsnetz unspezifisch (vgl. HOFMANN et al. 2012a, JARASS & OBERMAIR 2012). Daher sind weitere Untersuchungen über Stabilität, Immissionen und Betriebserfahrungen der HTLS im Übertragungsnetz notwendig, wofür die Pilotprojekte weitere Erkenntnisse liefern werden.

Die Mehrkosten für den Bau und Betrieb sind im Verhältnis zu einem Neubau bzw. der Erweiterung einer Trasse zu sehen, indem der Bedarf für den Netzausbau zumindest vermindert werden kann (HOFMANN et al. 2012a). Eine abschließende Bewertung über einen entsprechenden Ausbau einer Trasse sollte daher im Einzelfall erfolgen.

Erdseil

Zum Schutz vor direkten Blitzeinschlägen werden üblicherweise mindestens ein oder bei erhöhten Anforderungen zwei Erdseile mitgeführt (HOFMANN et al. 2012a). Diese werden mit der Erdung der Maste auf Erdpotenzial gebracht und spannen somit einen bzw. bei mehreren Erdseilen verschiedene Blitzschutzräume über den Leiterseilen auf. Die Anordnung der Erdseile ist abhängig von dem aufzuspannenden Blitzschutzraum, womit die Position und Höhe des Erdseils nicht frei variabel ist. Weiterhin müssen die lokalen atmosphärischen Gegebenheiten sowie die elektrotechnischen Voraussetzungen in Schaltanlagen und Erdungen der Maste berücksichtigt werden, da die Fehlerströme durch die Erdseile sicher abgeleitet werden müssen. Ein möglicher Blitzeinschlag kann so über das Erdseil auf mehrere Masten verteilt in den Boden abfließen, sodass der Potenzialanstieg im Bereich der Masten verringert und die auftretenden Schrittspannungen kleiner werden (RASSMUS et al. 2009).

Gegebenenfalls müssen die projektspezifischen Besonderheiten berücksichtigt werden, wie beispielsweise bei der Elbekreuzung in Stade (s. Abb. 5). Bei der Flussquerung mussten 227 m hohe Sondermasten eingesetzt werden, um die Isolations- und Sicherheitsabstände zur Schifffahrt zu gewährleisten. Zwei Erdseile spannen dort den notwendigen Blitzschutzraum für die vier Drehstromsysteme auf.

Abb. 5: Elbekreuzung bei Stade, der Blick zeigt den Anstieg der Leitungen vom 76 m hohen Abspannmast zum südlichen 227 m hohen Tragmast (Foto: KREUZSCHNABEL/WIKIMEDIA COMMONS, LIZENZ: CC-BY-SA-3.0)

HDÜ-Mastbilder

Häufigster Masttyp in der Höchstspannungsebene ist der Donaumast (s. Abb. 6). Der sowohl ein technisches, wirtschaftliches als auch ästhetisches Optimum für die deutschen Bedingungen darstellt (HOFMANN et al. 2012a). Bei einem schlanken Erscheinungsbild der Masten ist nur eine geringe Überspannungsfläche durch die Leiterseile notwendig (TENNET TSO 2010).

Bei Regelspannweiten zwischen den Masten von etwa 400 m haben die Maste bei einer Nennspannung von 380 kV eine Höhe von ca. 54 m, die jedoch bei Querung von Gewässern, Verkehrswegen oder Bodenhöhen deutlich variieren kann. Werden mehrere Systeme auf einem Mast geführt (siehe Abb. 27: Mehrsystemmast (aus: BRAKELMANN 2004)), sind ebenfalls abweichende Abmessungen notwendig, sodass die Masthöhen und Schutzstreifenbreiten deutlich größer ausfallen.

Abb. 6 zeigt verschiedene Freileitungsmaste, die im Folgenden erklärt werden. Der Einebenmast wird aufgrund der verringerten Höhe der Maste beispielsweise in Gebieten eingesetzt, wo ein hohes Kollisionsrisiko für Vögel oder der Bedarf nach niedrigen Masthöhen besteht. Der Tonnenmast hat eine vergleichsweise geringe Trassenbreite, ist jedoch deutlich höher und kommt daher dort zum Einsatz, wo eine geringe Schutzstreifenbreite erforderlich ist. Die Schutzstreifenbreiten können für eine Regelspannweite von 400 m und 46 N/mm² Mittelzugspannung bei den skizzierten Mastbildern von 70 m (Einebenmast) über 57 m (Donaumast) bis zu 48 m (Tonnenmast) variieren.

Die verschiedenen Mastformen wie der Einebenen- oder der Tonnenmast erlauben durch Variationen der Traversen und somit der Leiterseilaufhängungen abweichende Größenverhältnisse von Masthöhen oder Trassenbreiten. Dadurch können bei unterschiedlichen Mastbildern die Auswirkungen auf Naturgüter unterschiedlich ausfallen. Dies betrifft auch die Anzahl und Aufhängung der Erdseile, welche jedoch von den lokalen Anforderungen und Erdungsbedingungen vor Ort abhängig sind. Weitere Mastvarianten können diese Flexibilität noch ergänzen.

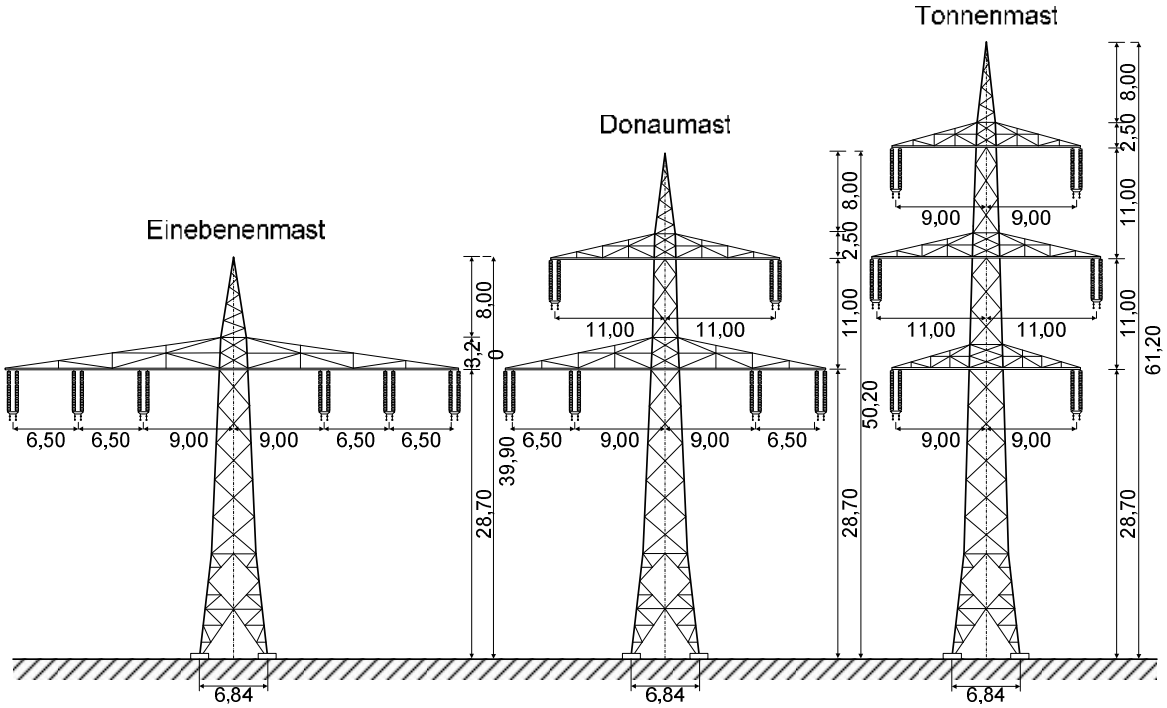


Abb. 6: Größenvergleich verschiedener Freileitungsmaste für jeweils zwei Drehstromsysteme (aus: HOFMANN et al. 2012a)

HGÜ Mastbilder

Grundsätzlich sind die Isolationsabstände bei gleicher Spannungsebene bei HGÜ-Systemen deutlich höher als bei HDÜ-Systemen. Die Anzahl der Leiter und somit das Mastbild einer HGÜ-Freileitung unterscheidet sich je nach Ausführung der HGÜ (Ausführung mit oder ohne metallic return) nur gering von denen einer HDÜ-Freileitung. Je nach Ausführung können bei der HGÜ auch nur noch zwei (Bündel-) Leiter pro System realisiert werden (s. Abb. 7).

Die Abmessungen der Maste variieren somit je nach Spannung und notwendigem Isolationsabstand, den lokalen Gegebenheiten wie Hügellandschaften und Ausführung der HGÜ. Des Weiteren gelten die gleichen Erläuterungen wie für HDÜ-Freileitungen.

Im Projekt SuedLink werden Masthöhen von ca. 65 m angegeben und ergänzend zu den zwei Leitern des Bipols ein metallischer Rückleiter mitgeführt, womit drei Leiter pro System notwendig sind (GRAMATTE 2014).

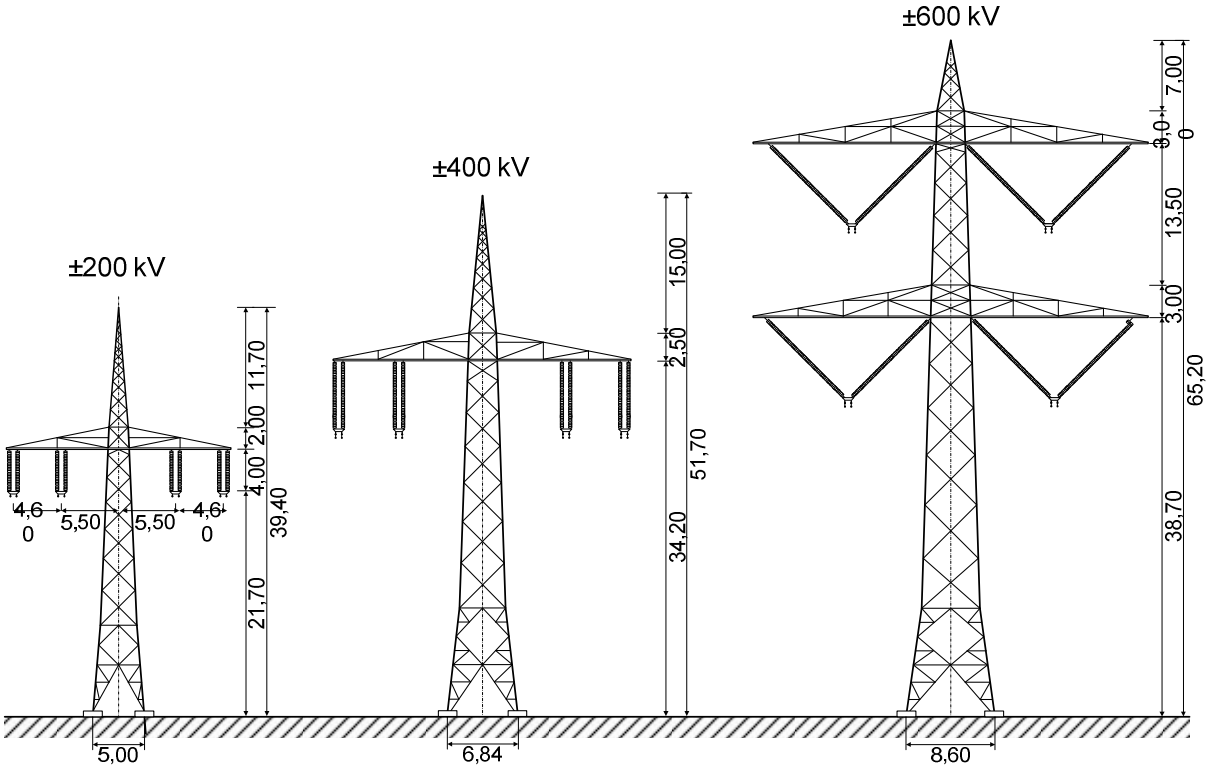


Abb. 7: Größenvergleich verschiedener Freileitungsmaste für jeweils zwei Gleichstromsysteme (aus: HOFMANN et al. 2012b)

Trassenbreiten und Mastdimensionen

Bei Freileitungen ist zur Einhaltung der notwendigen Isolations- und Sicherheitsabstände entlang der Freileitung ein Schutzbereich von hoch wachsendem Bewuchs und Bebauung freizuhalten. Daher muss ein Schutzstreifen zu beiden Seiten der Masten insbesondere in Waldgebieten frei gehalten werden (s. Abb. 8).

Der Durchhang der Leiterseile ist von verschiedenen Faktoren abhängig, wie beispielsweise den Mastabständen, der Seilzugspannung sowie möglichen Wind- und Eislasten abhängig. Die Einhaltung der Mindestabstände unterhalb der Leitungen wird durch Berechnung des Seildurchhangs bei maximaler Leitertemperatur (üblicherweise 80 °C) nachgewiesen. Die Schutzstreifenbreite bestimmt sich durch die Höhe der Maste, der Seilaufhängung bzw. den Isolatorketten und dem maximalen Ausschwingen der Leiterseile (HOFMANN et al. 2012b). Weiterhin ist das Ausschwingen von den Mastabständen (Spannfeldweite) und weiteren Faktoren wie beispielsweise der Leitertemperatur abhängig (s. Abb. 9).

Abb. 8: Ausformung eines gestuften Waldrands ((c) NABU/ERIC NEULING)

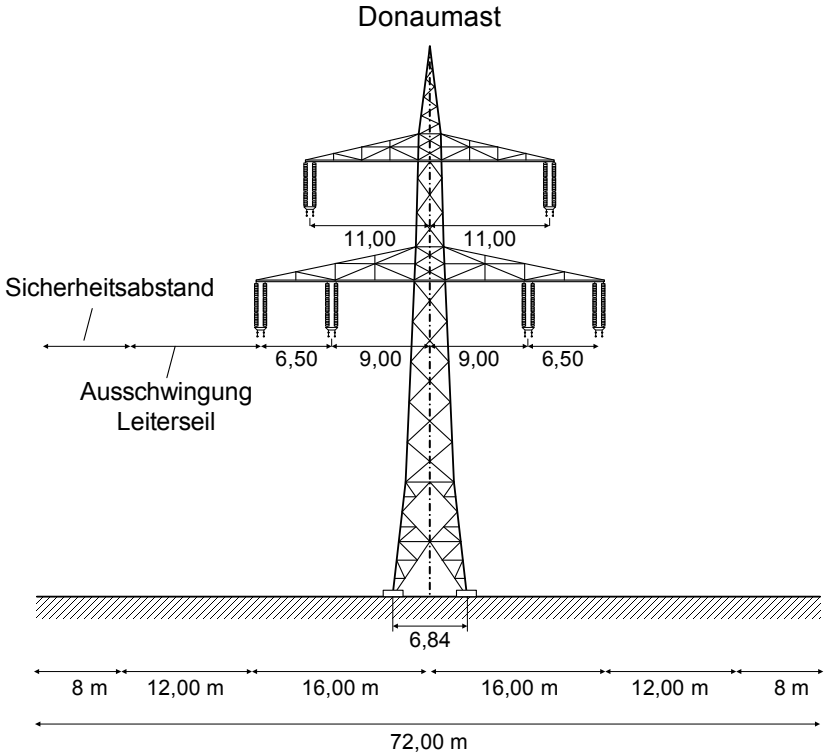


Abb. 9: Trassenbreite einer 380-kV-Freileitung (Donaumast) mit zwei Systemen (aus: SEGBERS & FISCHER 2009)

Die Breite des Schutzstreifens ist innerhalb eines Spannfelds unterschiedlich groß und nimmt eine parabolische Form an, da in der Mitte des Spannfelds das Ausschwingen der Leiterseile am größten ist. Dieser Effekt kann durch die Wahl der Isolatorketten oder Aufhängungen in V-Form minimiert werden. In der Praxis wird allerdings für eine vereinfachte Betrachtung der Schutzstreifen auch durch ein parallel zur Leitungsachse laufendes Spannfeld mit der Größe des maximalen Ausschwingens in der Spannfeldmitte oder eine stufenförmige Annäherung angenommen werden.

Eine Beurteilung für die Eignung zur Querung sensibler Gebiete kann nicht alleine durch die Abmessungen des Schutzstreifens erfolgen, da auch andere Schutzgüter wie die Vogelflughöhe betroffen sein könnten.

Abweichend davon bilden diejenigen Trassen eine Ausnahme, bei denen mit erhöhten Masten Waldgebiete überspannt (s. Abb. 10) oder weitere Sonderformen eingesetzt werden müssen, wie beispielsweise bei Flussquerungen (s. Abb. 5).

Welche der Varianten neben der Standard-Ausführung beim Überspannen der Waldgebiete mit deutlich höheren Masten oder mit niedrigeren Einebenen-Masten mit breiterem Schutzstreifen eingesetzt werden sollten, muss aufgrund der Komplexität der Auswirkungen im Einzelfall geprüft werden.

Abb. 10: Trasse bei Hummelshain – Sukzessionsstadium ((c) NABU/ERIC NEULING)

Tab. 6 zeigt für die vorgestellten typischen Mastvarianten einige beispielhafte Richtwerte als Orientierung und Größenvergleich der verschiedenen Systeme (siehe u. a. HOFMANN et al. 2012a).

Tab. 6: Typische Größenangaben zu Freileitungsmasten

Mastform	**Masthöhe**	**Mastbreite**	**Schutzstreifen**	
			Ohne Sicherheitsabstand	Mit 8 m Sicherheitsabstand
Donau	50,2 m	32 m	57 m	72 m
Einebenen	40,0 m	45 m	70 m	86 m
Tonnen	61,2 m	23 m	48 m	64 m
Vollwand[1]	51,0 m	21 m	36 m	52 m
WinTrack[2]	57,0 m	16 m	21 m	37 m

[1]FRIEDRICH & PALM 2012 (2012) [2]HOFMANN et al. (2012b)

Mastgründung

Generell muss bei der Auswirkung auf den Boden zwischen der Bau- und der Betriebsphase unterschieden werden. In der Bauphase sind an den Maststandorten erhebliche Beeinträchtigungen zu erwarten, während in der Betriebsphase mit geringen Auswirkungen zu rechnen ist (HOFMANN et al. 2012a). Für die Errichtung der einzelnen Maste ist im Normalfall eine Fläche von etwa 40 x 40 m zuzüglich einer temporären Zuwegung von etwa 4 m Breite vorzusehen.

Je nach Gründungsart werden unterschiedliche Geräte eingesetzt. Neben den für die jeweiligen Gründungsarbeiten notwendigen Baggern, Rammen und Erdbohrgeräten zählen hierzu auch die LKW, mit denen der bei Bohr-, Stufen- und Plattenfundamenten anfallende Erdaushub ab- bzw. der notwendige Beton angefahren werden (HOFMANN et al. 2012a). In der Regel kommen als Fundamente Bohrfundamente, Rammpfahlgründungen oder aus Fertigbeton gegossene Stufenfundamente zum Einsatz (s. Abb. 11). In Sonderfällen können weitere Formen verwendet werden, wie beispielsweise Plattenfundamente. Als Sonderfälle zählen neben den mechanischen Beanspruchungen auch der Baugrund sowie die Dimensionierung des Tragwerks und die zur Verfügung stehende Bauzeit (HOFMANN et al. 2012a).

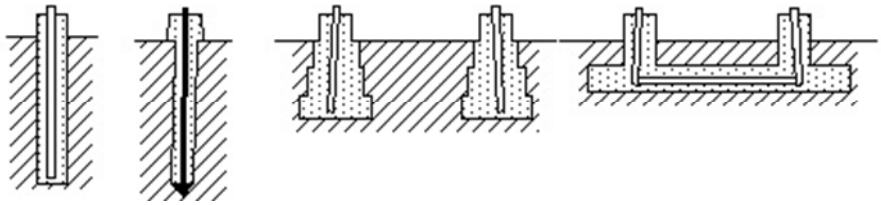


Abb. 11: Verschiedene Mastgründungen: Bohr-, Rammpfahl-, Stufen-, Plattenfundament (HOFMANN et al. 2012a)

In der Betriebsphase sind lediglich die vier Fundamentköpfe als Oberflächenversiegelung pro Maststandort zu verzeichnen (ca. 4-8 m²). Die Größe der Fundamente im Boden variiert nach der Bauart des Fundamentes und des Masttyps. Platten- und Stufenfundamenten variieren dabei zwischen 10 m x 10 m und 20 m x 20 m bei einer Gründungstiefe von ca. 2,80 m unter der Erdoberkante. Bei Bohr- und Rammpfahlgründung werden je nach örtlichen Bodenverhältnissen Tiefen zwischen 15 und 20 m benötigt.

Die Maste werden in der Regel vor Ort stückweise aus einzelnen Segmenten vormontiert und im Normalfall per Kranwagen zusammengefügt (s. Abb. 12).

Abb. 12: Neubau eines Freileitungsmasten in Castrop-Rauxel (Foto: TBACHNER/WIKIMEDIA COMMONS, LIZENZ: CC-BY-SA-3.0)

Nach der Errichtung des Mastes werden die Leiterseile anschließend mit Seilwinden oder Hubschraubern auf die Maste gezogen (vgl. HOFMANN et al. 2012a). Die Beseilungsarbeiten benötigen für die Standorte der Zugwinden und Seiltrommeln einen Platzbedarf von etwa 450 m², wofür ebenfalls eine temporäre Zuwegung erforderlich werden kann.

Alternative Mastkonzepte: Schmalbauweisen und Designmasten

Neben den klassischen Bauweisen in Stahlgitterkonstruktion werden aktuell zunehmend alternative Mastkonzepte diskutiert, wie zum Beispiel die von TenneT bereits in den Niederlanden eingesetzten WinTrack-Masten (s. Abb. 13) oder weitere Entwicklungen von Mastbildern, wie sie bereits in anderen ENTSO-E-Netzgebieten zum Einsatz kommen (AXMANN 2013, POHLMANN 2012). Einige dieser Varianten sollen in Deutschland in Pilotprojekten getestet werden.

Durch die weiteren, alternativen Mastvarianten kann unter anderem, wenn erforderlich, ein geringerer Flächenverbrauch insbesondere in Waldgebieten (FRIEDRICH & PALM 2012) oder eine schmalere Ausbreitung der elektrischen und magnetischen Felder erreicht werden. Zudem ist generell eine höhere Akzeptanz durch die unterschiedliche Optik zu verzeichnen. Durch die WinTrack-Maste sind unter Umständen Kostenersparnisse für Kompensationsmaßnahmen aufgrund einer geringeren Trassenbreiten möglich.

Vollwandmaste, wie beispielsweise die WinTrack-Maste, befinden sich bereits seit Längerem in den Niederlanden im Einsatz. Aufgrund unterschiedlicher Vorschriften und Normungen konnten diese Maste jedoch nicht baugleich in Deutschland verwendet werden. Bei dem WinTrack-Mastbild werden zwei konisch zulaufende Stahlvollwandmasten mit Isoliertraverse einander gegenüber gestellt um mithilfe einer möglichst dichten Leiterseilführung eine kompakte Bauform zu erreichen. Neben der sehr geringen Trassenbreite kommt es in der Regel auch gegenüber den üblichen Mastbildern zu geringeren elektrischen und magnetischen Feldgrößen am Boden (vgl. HOFMANN et al. 2012b).

Wirtschaftliche, technische und betriebliche Nachteile stehen jedoch den genannten Vorteilen gegenüber. Das sehr hohe Gewicht der Vollwandmaste verhindert einen Einsatz in jedem Gelände und erfordert Schwertransporte, um die Maststücke an die Baustelle anzuliefern, da diese nicht vor Ort wie Stahlgittermaste aus kleineren Stücken zusammengesetzt werden können. Die enge Leiterseilführung erfordert erhöhte Zugkräfte, um ungewollte Annäherung durch beispielsweise ungleiche Eislasten bzw. Seiltanzen nach Eisabwurf und die hieraus folgenden Überschläge zu vermeiden, was wiederum den Mastfuß und das Fundament stärker beansprucht (vgl. HOFMANN et al. 2012b). Weiterhin erschweren geringe Systemabstände die Wartungsarbeiten und Betriebsführung im Fehlerfall, sodass im Vergleich zu herkömmlichen Masten häufiger beide Systeme abgeschaltet werden müssen (vgl. HOFMANN et al. 2012b). Dies führt zu Einschränkungen der Systemsicherheit, wie beispielsweise beim (n-1)-Kriterium, und der Betriebsführung, welche jedoch je nach Ausführung der Mastabstände vermieden werden können.

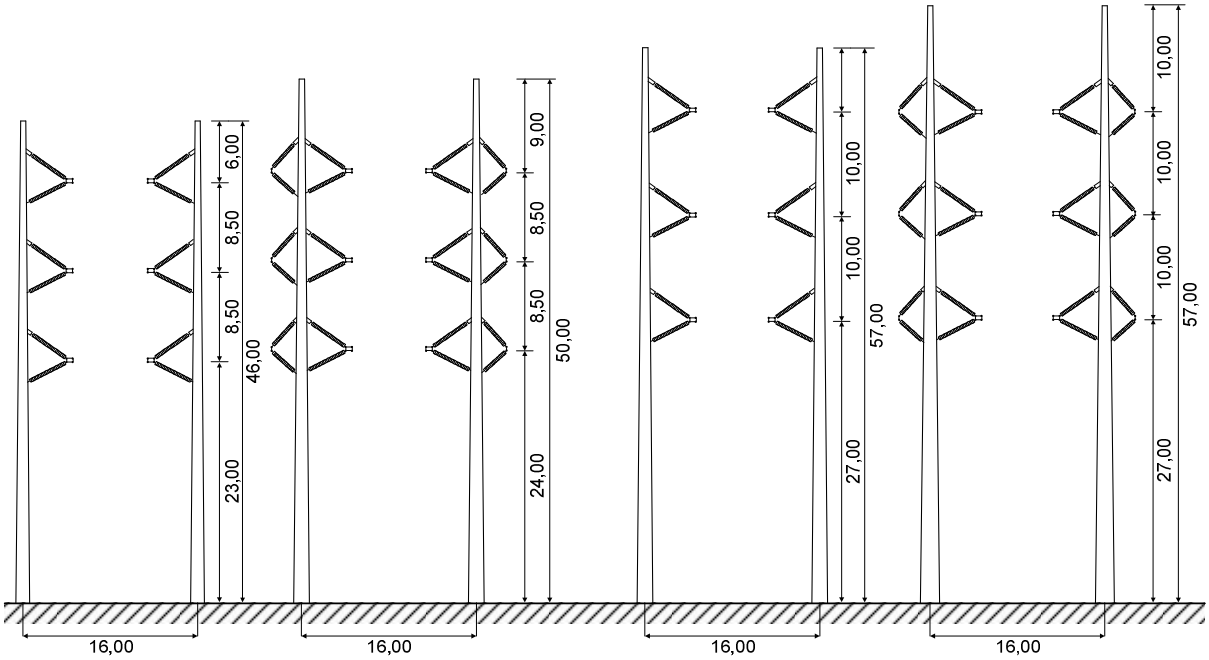


Abb. 13: Schematischer Aufbau von Masten in Wintrackbauweise

Bei neuartigen Konzepten kann es somit technische, wirtschaftliche und betriebliche Einschränkungen für die Einsetzbarkeit geben. Somit stehen den Vorteilen der teilweise sehr schmalen Bauweisen und optischen Aspekten je nach Auslegung höhere Kosten, Bedenken über die Eignung für den Betrieb und den nach EnWG erforderlichen „Stand der Technik“ der neuen Konzepte gegenüber.

Nach einigen Designoptimierungen sollen bauähnliche WinTrack-Vollwandmaste für die Westküstentrasse in Schleswig-Holstein (SCHLESWIG-HOLSTEINISCHER LANDTAG 2014) zum Einsatz kommen. Eine andere Variante von Vollwandmasten wird ebenfalls in einem Pilotprojekt von Millingen bis zur niederländischen Landesgrenze eingesetzt (MINISTRIE VAN INFRACTUUR EN MILIEU 2014).

4.1.4 Erdkabel

Bei Erdkabeln wird der spannungsführende Leiter durch eine elektrisch isolierende Umhüllung, beispielsweise vernetztes Polyethylen (VPE), von der Außenseite komplett isoliert, sodass eine Verlegung direkt in der Erde oder in Kabelrohren möglich wird.

In der Höchstspannungsebene werden die Kabel aus logistischen Gründen (Gewicht und zulässige Biegeradien für Trommeltransport) als Einleiterkabel ausgeführt (s. Abb. 14). Für die Realisierung einer HDÜ-Strecke wird mindestens ein System aus drei Leitern (1 x 3) benötigt, für eine HGÜ-Strecke in der Regel ein System aus zwei Leitern plus gegebenenfalls einem dritten zusätzlichen Leiter (metallic return). Es kann davon ausgegangen werden, dass für die gleiche Übertragungskapazität aus thermischen Gründen und aus Gründen der (n-1)-Sicherheit für den Einsatz in aktuellen Ausbauvorhaben pro (Freileitungs-) Drehstromsystem zwei parallele Kabelsysteme mit jeweils drei Leitern zum Einsatz kommen.

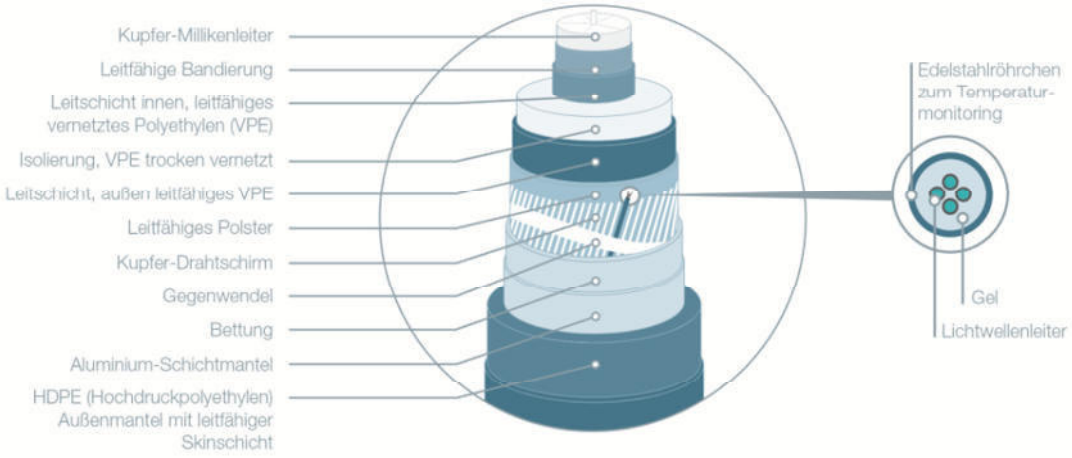


Abb. 14: Schematischer Aufbau und Querschnitt eines 380-kV-VPE-Einleiterkabels (aus TENNET TSO GMBH 2016)

Dies bedeutet in der Praxis, dass eine Freileitung mit zwei Drehstromsystemen mit vier Erdkabelsystemen in Teilverkabelungsabschnitten kombinierbar wird, sodass 12 Einzelleiter (2 x 2 x 3) benötigt werden.

Kabelmuffen

Aufgrund der logistischen Einschränkung ist der Transport von einzelnen Kabelstücken auf Kabeltrommeln begrenzt durch Größe und Gewicht der Kabeltrommeln, sodass nur Einzelstücke von 500 – 900 m Länge mit einem Gewicht von bis zu 40 t bei Verwendung von Standardkabeltrommeln transportiert und gelegt werden können. Zur Verbindung der Einzelstücke werden Kabelmuffen eingesetzt (s. Abb. 15).

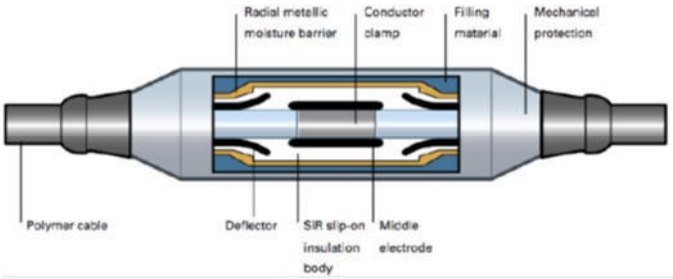


Abb. 15: Kabelmuffe eines 380-kV-VPE-Kabels (aus: HOFMANN et al. 2012a)

Es werden dabei allgemein Verbindungsmuffen (Verbindung von Kabeln gleichen Kabeltyps), Übergangsmuffen (Verbindung von Kabeln unterschiedlicher Typen) und Cross-Bonding-Muffen unterschieden. Für die Installation der Kabelmuffen in der Hoch- und Höchstspannungsebene ist aufgrund der hohen Feldbeanspruchungen eine Reinraum-Installation vor Ort und vor der Inbetriebnahme eine aufwendige Hochspannungsprüfung der gesamten Verbindung notwendig. Da nur einige spezialisierte Firmen, darunter häufig die Kabelhersteller, die vergleichsweise aufwendige Installation durchführen können, ist die Realisierung von Muffenverbindungen stets sehr zeitaufwendig und benötigt mehrere Tage. Die eingeschränkte zeitliche Verfügbarkeit dieser Spezialfirmen und der hohe Aufwand erschwert weiterhin die Kabelreparatur im Fehlerfall. Abb. 16 zeigt die Muffengrube eines 12 adrigen Kabelsystems.

Abb. 16: Kabelmuffenstelle (aus TENNET TSO GMBH 2016)

Im Betrieb sind die Muffen häufig ein Schwachpunkt der Trasse, der zu Ausfällen führen kann. Daher werden teilweise auch Muffengebäude errichtet, welche zum einen die erforderlichen Messeinrichtungen aufnehmen können und zum anderen eine bessere Erreichbarkeit sichern. Diese haben Abmessungen von 10 m x 3 m x 3 m (HOFMANN et al. 2012a).

Die Muffengruben werden anschließend gefüllt und sind oberirdisch im normalen Betrieb abgesehen von der notwendigen Trassenverbreiterung nicht sichtbar.

Während der Installation muss eine ca. 5 m breite Zuwegung für Kabelzug und Transport der Kabeltrommeln als Baustraße für die zumindest teilweise notwendigen Schwertransporte errichtet werden, anschließend reicht eine kleine Zuwegung für leichte LKW.

Crossbonding (Auskreuzen der Kabelschirme)

Bei längeren Drehstrom-Kabelstrecken kommt zur Minimierung der Schirmströme und somit der Verluste durch wechselseitig erzeugte Mantelströme ein Auskreuzen der Kabelschirme (Cross-Bonding) zum Einsatz. Je nach Länge der Übertragungsstrecke ist die Trasse in mindestens drei Abschnitte zu unterteilen (s. Abb. 17). Ein solcher Cross-Bonding-Hauptabschnitt kann je nach zulässiger Schirmspannung 6 bis 9 km lang sein. An zwei Stellen innerhalb des Hauptabschnitts werden die Kabelmäntel so ausgekreuzt, dass jeweils die Schirme aller drei Phasen in Reihe geschaltet werden (s. Abb. 17), sodass sich die induzierten Spannungen im Idealfall zu Null addieren (HOFMANN et al. 2012a).

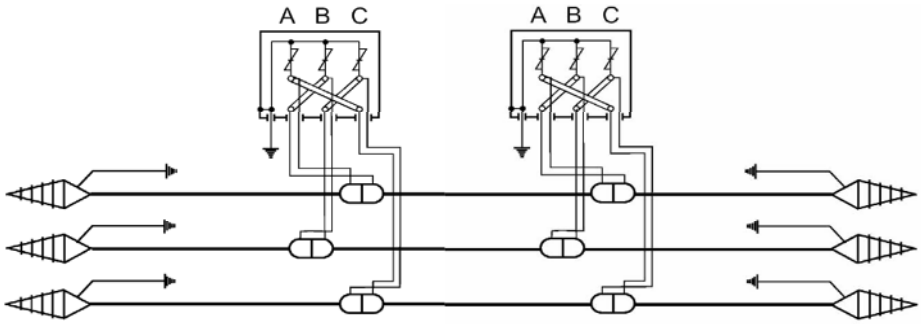


Abb. 17: Auskreuzen der Kabelschirme (Cross-Bonding) bei Drehstrom-Einleiterkabeln (aus: OSWALD 2005)

Dazu bedarf es an einigen Muffen dauerhaft zugänglicher Cross-Bonding-Kästen. Die Versiegelung beträgt dabei in etwa 4 m², die landwirtschaftliche Ausfallfläche 7 m² (TENNET TSO 2010).

Kabelverlegung

Für die Kabeltrassen gelten folgende Vorschriften für den Betrieb:

- Keine tiefwurzelnden Pflanzen,
- keine Bebauungen,
- keine Tiefbauarbeiten.

Analog zur logistischen Randbedingung kommt auch aus thermischen Gründen nur die Verlegung als Einleiterkabeln in ebener Anordnung infrage. Es kann sogar erforderlich sein, ein zusätzliches Bettungsmaterial einzupflegen oder die Leiterabstände zu erhöhen, um den zulässigen Temperaturanstieg im Boden nicht zu überschreiten.

Zur Legung von Kabeln gibt es zum einen die offene Bauweise im klassischen Tiefbau oder die geschlossene Bauform mithilfe von Kabeltunneln oder Bohrverfahren. Es wird mit einer Mindestabdeckung von in der Regel 1,50 m zur Gewährleistung der (landwirtschaftlichen) Nutzung im Betrieb gerechnet. Die Trassenbreite bei Erdkabelverlegungen inklusive des Schutzbereichs ist zunächst abhängig von der Anzahl der Systeme (s. Abb. 18) der notwendigen Leiterabstände und der Art der Verlegung (Bodenaushub). Die Kabelgräben und die Baustellen und Zufahrten sind nach den gängigen Vorschriften zu errichten (vgl. HOFMANN et al. 2012a). Die eingelegten Kabel sind zum Schutz mit Trassenwarnbändern und Kunststoff- oder Betonplatten zu schützen, wenn keine Verlegung in Schutzrohren erfolgt.

Die Trassenbreite ist während der Bauphase durch Sicherheitsbestimmungen und Aushebung des Bodens erheblich breiter als die anschließend freizuhaltende Trasse im Betrieb. Hier kann eine Aufteilung der Kabel in zwei getrennten Gräben die Trassenbreite während der Bauphase minimieren, wenn nur einseitig nacheinander von einer mittigen Baustraße gearbeitet werden kann.

Bei der Verlegung der zwei nacheinander ausgehobenen Kabelgräben kann jedoch nicht bei allen Vorhaben der Erdaushub auf den bereits gelegten Kabelgraben abgelegt werden. Daher sind bei Anwendung mit getrennten Baugräben durch Ablagerung des Erdaushubs links und rechts der Trasse auch weitere Abmessungen möglich.

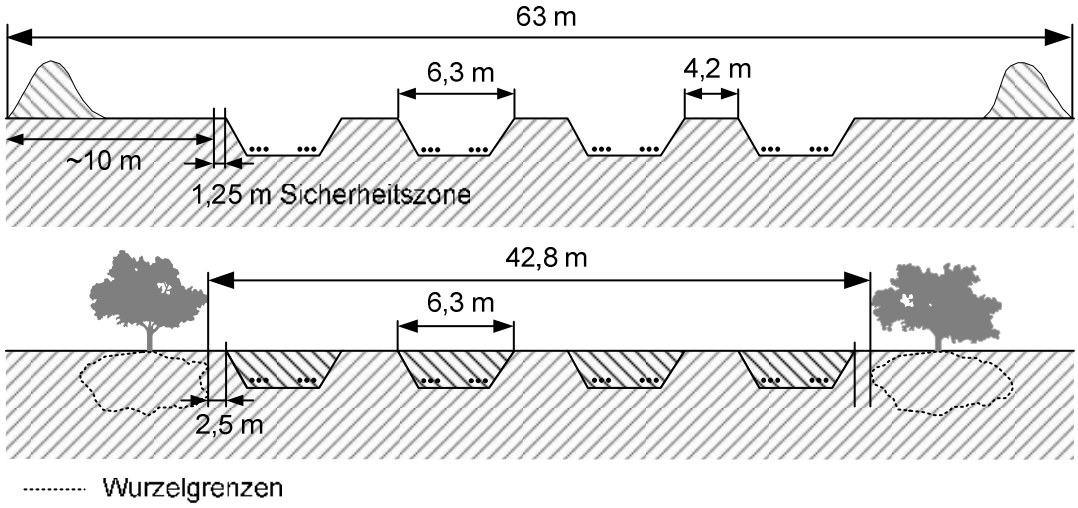


Abb. 18: 380-kV-Kabelgraben mit 2x2 Systemen - Schematische Übersicht des Kabelgrabenprofils für 8 Drehstromsysteme mit aufgeführten Grabenabmessungen, des Kabeltyps 2XSFL2Y

Die Größenangaben der aufgezeigten Kabelgrabenprofile betreffen den Regelfall und können bei besonderen Anforderungen bzw. im Bereich der Muffenverbindungen abweichen. Dies betrifft beispielsweise lokal abweichende Bodenverhältnisse oder den Bereich von Kreuzungen mit anderen (Versorgungs-) Leitungen, Straßen oder Gewässern (TENNET TSO 2010). Eine einfache Querung von Hindernissen entlang der Kabeltrasse ist in vielen Fällen nicht möglich. Während bei Freileitungen Querungen von Gewässern oder Straßen (Autobahnen, Bundesstraßen) durch einfaches Überspannen mit Ausnutzung erhöhter Maste leicht realisiert werden können, müssen bei der Erdkabelverlegung Unterbohrungen in der Regel mithilfe von Bohrpress- oder Horizontalbohrverfahren (HDD - Horizontal Directional Drilling) der betroffenen Gewässer, Eisenbahnstrecken oder Straßen vorgenommen werden. In die Bohrungen werden Leerrohre eingebracht, durch welche die Kabel anschließend eingezogen werden können. Die Bohrungen werden wie beispielsweise bei einigen Abschnitten im Projekt Randstad (TenneT TSO 2016, s. Abb. 19) durch computergesteuerte Richtbohrungen durchgeführt. Der Bohrkopf spritzt dabei eine Lehm- und Wasser-Mischung vor sich her, welche sowohl das Erdreich wegspritzen und den Rand härten als auch die freigesetzte Erde ausspülen soll. Anschließend erfolgt ein Ausräumen und die Verbreiterung des Bohrlochs, um die Lehrrohre einzuziehen, in die letztendlich die Kabel eingezogen werden (TER HAAR & SCHENNING-REULINK 2014).

Abb. 19: Gesteuerte Bohrung zur Teilverkabelung (aus TENNET TSO GMBH 2016)

In dem Projekt Randstad wurden bis zu 540 m lange Bohrungen realisiert, die maximale Tiefe betrug dabei 15 m. Je nach Beschaffenheit des Bodens können verschiedene Verfahren zur Unterbohrung genutzt werden. Zudem stellen je nach Bodenbeschaffenheit und Projektdimension weitere Legeverfahren wie beispielsweise das Fräsverfahren eine Alternative zur offenen Grubenbauweise dar.

Da die Kabelrohre zwar einen besseren Schutz und ein einfaches Legen der Kabel ermöglichen, jedoch eine schlechtere Wärmeabfuhr bedingen, müssen die Kabelabstände zwischen den einzelnen Rohren bei gebohrten Abschnitten erhöht werden. Durch die schlechteren thermischen Eigenschaften ergibt sich zudem je nach Auslegung ein thermischer Engpass und somit eine geringere Übertragungskapazität der Trasse auf diesem Abschnitt. Denkbar wäre allerdings eine aktive Wasserkühlung der Kabel durch den verbleibenden Rohrspalt, um die Engpasswirkung zu vermeiden.

Da Kabelmuffen aufgrund der Größe nicht in den Rohren verlegt bzw. eingesetzt werden können, ist die Länge einzelner Bohrungen begrenzt durch die maximal einsetzbare Kabelstücklänge für den jeweiligen Abschnitt. Um längere Unterquerungen zu realisieren, beispielsweise bei Flussquerungen, müssen demnach gesonderte Lösungen angesetzt werden, für die eine Ersatzlieferung im Fehlerfall ebenfalls problematisch sein kann.

Verlegung in Gebirgsregionen

In Gebirgsregionen wird die Verlegung von Erdkabeln als problematisch eingestuft, wie beispielsweise bei der ursprünglich als Erdkabel geplanten Querung des Rennsteigs in Thüringen als einen der vier EnLAG-Projekte (SAßNICK 2009). Für die Rennsteigquerung wurde eine Legung als Erdkabel in der landesplanerischen Beurteilung aus Vogelschutzgründen als Lösung abgelehnt (TLVWA 2014). Problematisch sind insbesondere die massiven Bodenarbeiten in teilweise steinigem Erdreich, sowie die teilweise hohen Steigungen auch auf den Zufahrtswegen, auf denen die Schwertransporte zu den Baustellen gelangen müssen.

Je nach lokalen Bedingungen sind neue, begradigte Zufahrtswege für die notwendigen Schwertransporte notwendig. Eventuell sind Spreng- und Fräsarbeiten erforderlich, um die steinigen Böden zu bewegen. Die Lärmbelastung durch die zusätzlichen Transporte und Baumaßnahmen sind erheblich (SAßNICK 2009).

Die Verlegung in Gebieten mit Gefällen gestaltet sich unterschiedlich, je nachdem ob die Trasse mit dem Gefälle oder quer zum Hang verläuft. Bei Verlauf der Trasse mit dem Gefälle muss sichergestellt werden, dass bei Verwendung von Rohrverlegungen keine unzulässigen Zug- und Druckbelastungen auf die Muffen wirken, da die Kabel je nach Steigung in den Rohren rutschen können. Bei einer direkten Verlegung der Kabel im Boden muss unter Umständen die Drainagewirkung der Trasse berücksichtigt werden (BRAKELMANN 2012).

Die Kosten einer Gebirgsquerung von Kabelanlagen liegen folglich deutlich über denen auf ebener Strecke, da viele Sonderlösungen eingesetzt werden.

Bodenerwärmung

Die während des Betriebs auftretenden strom- und spannungsabhängigen Verluste eines Erdkabels sorgen für eine Erwärmung, die vollständig an das umgebende Erdreich abgegeben werden muss, um die Kabelanlage vor einer Lebensdauerverkürzung oder thermischen Beschädigung zu beschützen. Folglich hängt die übertragbare Leistung direkt von der Fähigkeit des Erdbodens ab, die entstehende Wärme abzuleiten. Das umgebende Erdreich kann in verschiedene, für die Wärmeableitung zu differenzierende Schichten unterteilt werden, wie die Kabelbettung (Bettungsmaterial, rückverfüllter Erdboden), die Bodenoberfläche und die vom Bau unberührten Teile des Erdbodens.

Durch die Verwendung entsprechender Bettungsmaterialien, die auch im vollständig trockenen Zustand eine ausreichende Wärmeleitfähigkeit sicherstellen, sind beispielsweise bei einer Drehstromübertragung Steigerungen von bis zu 60 % der Übertragungsleistung durch eine optimierte Wärmabfuhr möglich (BRAKELMANN 2012).

Daher werden häufig thermisch optimierte Bettungsmaterialien wie Flüssigböden verwendet, welche eine gesicherte Wärmeabfuhr ermöglichen. Eine Erhöhung der Leiterabstände erhöht die Querschnittsfläche, an die die Wärme abgegeben werden kann, sodass die Kabelerwärmung verringert wird, zeitgleich verbreitert sich jedoch die Kabeltrasse und es entstehen höhere Magnetfelder.

Da die Erwärmung sowohl von der Leiteranordnung als auch der zeitlich wechselnden Belastung sowie den elektrischen Eigenschaften abhängt, ist bei der Bewertung der Erwärmung des Bodens zwischen HDÜ- und HGÜ-Erdkabeln zu unterscheiden. Beide müssen gesondert mit den jeweiligen Betriebsparametern und mithilfe der lokalen Parameter des Bodens und der Übertragungsstrecke auf die thermische Festigkeit überprüft werden. Thermische Engpässe wie die Kreuzung anderer Infrastrukturen wie stark ausgelasteter Leitungen oder auch saisonale Schwankungen der Erdbodentemperatur und des Wassergehaltes können die Übertragungsleistung der gesamten Kabelanlage verringern (TRINKS 2010).

Die Abb. 20 und Abb. 21 zeigen exemplarisch für vergleichbare Belastungsfälle den Temperaturverlauf um die einzelnen Leiter sowohl für eine HDÜ als auch eine HGÜ (vgl. HOFMANN et al. 2012a für weitere Beispiele). Die Abbildungen zeigen den Verlauf der maximalen Tem-

peraturwerte innerhalb des Erdbodens für die beschriebenen Belastungsfälle. In dem Beispiel in Abb. 20 sind beispielsweise durch die getrennten Kabelgräben die Doppelsysteme nahezu thermisch entkoppelt (HOFMANN et al. 2012a).

In der Regel ist nur eine geringe Erhöhung der Bodenoberflächentemperatur zu erwarten. Messungen in Langzeitstudien zeigen je nach Auslastung, Jahreszeit und Standort der Leitungen Temperaturanstiege um bis zu 2 – 5 K auf der Bodenoberfläche (TRINKS 2010, RUNGE et al. 2011) sowie nur eine geringe Ausbreitung der Wärme in größeren Abständen zu den Kabeln (RUNGE et al. 2011). Es fehlen jedoch langfristige Erfahrungen mit dem Betrieb von Höchstspannungskabeln und dem Boden als komplexem System. Aufgrund physikalischer Parameter und verschiedener möglicher Auslegungen der Erdkabel können die je nach Standort unterschiedlichen Auswirkungen und Bodenveränderungen nur schwer bestimmt werden.

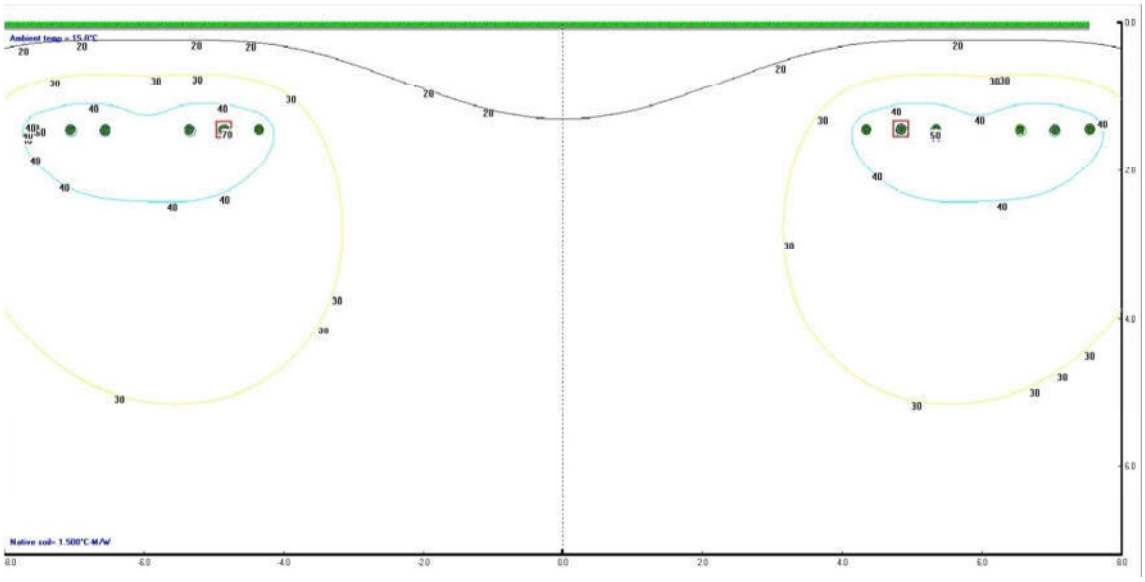


Abb. 20: Temperaturverlauf im Erdboden (ρ(Erde) = 1,5 Km/W) einer HDÜ bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Belastungsgrad m = 1,0 für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 (siehe HOFMANN et al. 2012a)

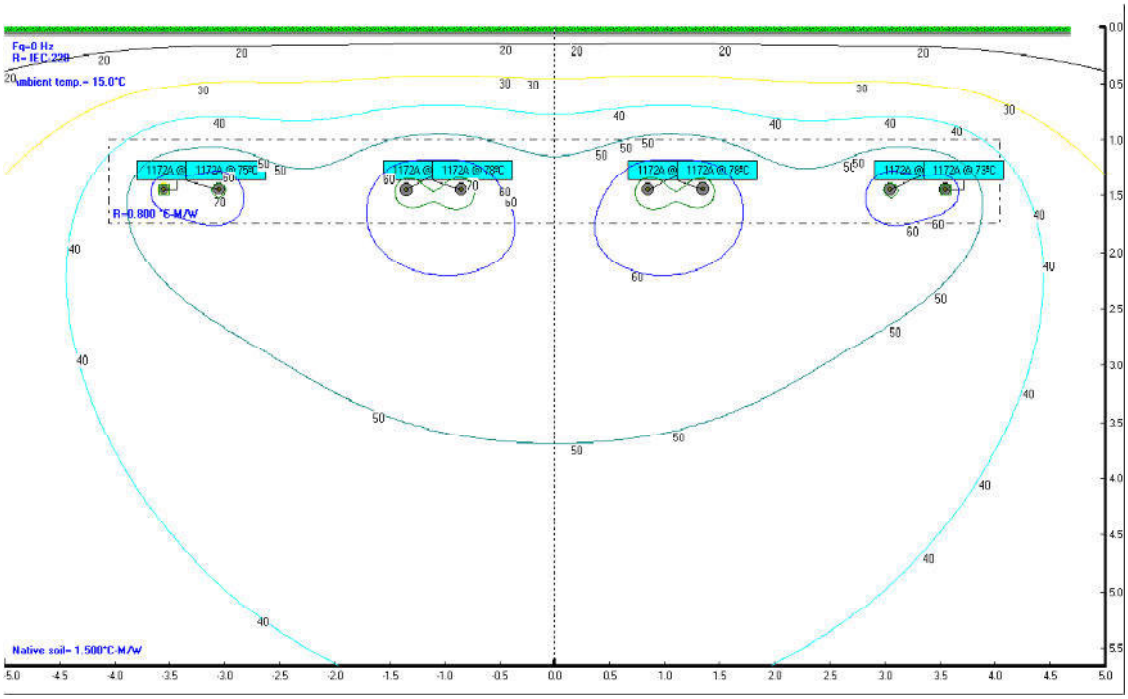


Abb. 21: Temperaturverlauf im Erdboden (ρ(Erde) = 1,5 Km/W, ρ(Bettung) = 0,8 Km/W) einer HGÜ bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad m = 1,0 für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 (siehe HOFMANN et al. 2012a)

Supraleitende-Erdkabel

Supraleiter sind Materialien, deren elektrischer Widerstand beim Unterschreiten einer sogenannten Sprungtemperatur T_C, einer kritischen magnetischen Feldstärke H_C und einer kritischen Stromdichte J_C auf nahezu null fällt.

Tab. 7 zeigt die spezifischen Widerstände unterschiedlicher Materialgattungen im Vergleich zum Supraleiter.

Tab. 7: Spezifische Widerstände unterschiedlicher Materialien

Isolator	**Normalleiter (z. B. Kupfer)**	Supraleiter im supraleitenden Zustand
$\rho_I \approx 10^{16}\ \Omega\text{cm}$	$\rho_L \approx 10^{-7}\ \Omega\text{cm}$	$\rho_S \approx 10^{-21}\ \Omega\text{cm}$

Die verlustlose Übertragung von Energie mithilfe von Supraleitern ist jedoch nur für Gleichstromanwendungen möglich. Wechselströme und damit einhergehende Wechselfelder, verursachen relevante Wechselstromverluste (USOSKIN 2003). Wird ein Supraleiter einem zeitlich veränderlichen Magnetfeld ausgesetzt, werden Ströme induziert, welche dem Feld entgegenwirken und das Feld im Inneren des Leiters beeinflussen.

Aus dem resultierenden Feld des leitereigenen Stromes und der limitierten Transportfähigkeit ergibt sich die kritische Stromdichte J_C (WANG 2014). Sowohl die kritische Feldstärke H_C, Stromdichte J_C und Temperatur T_C sind keine konstanten Größen. Sie weisen eine gegenseitige Abhängigkeit auf, dargestellt in Abb. 22. Das aufgespannte Volumen der kritischen Größen repräsentiert den supraleitenden Zustand.

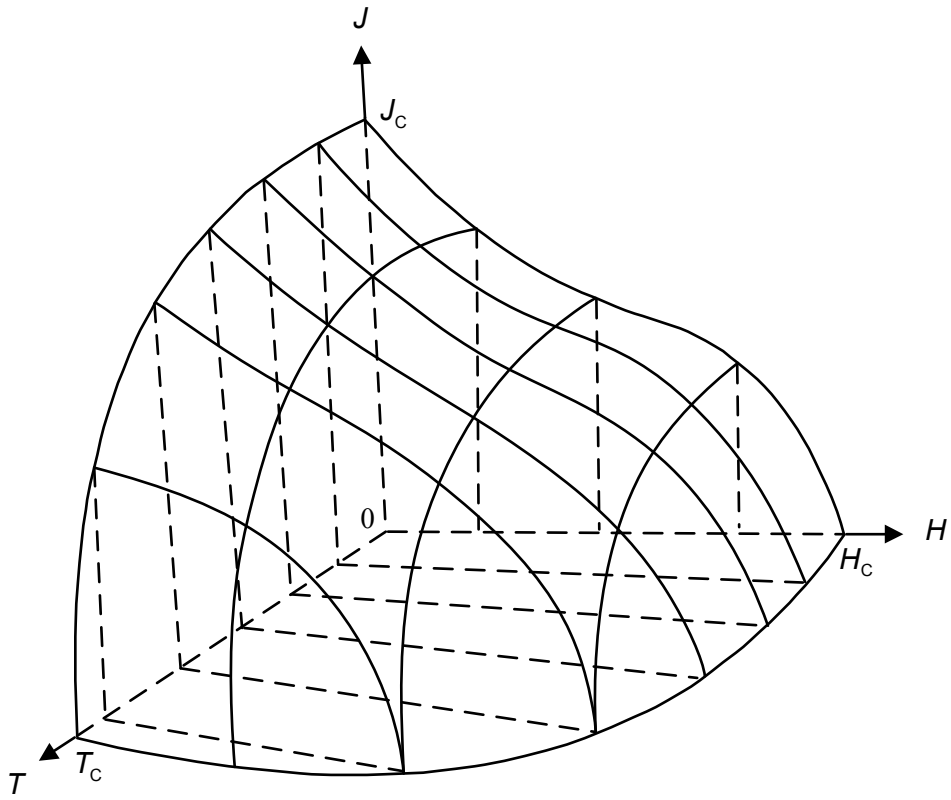


Abb. 22: Kritische Parameter und ihre Abhängigkeit (WANG 2014)

Aufbau von HTS-Kabeln

Supraleitende Kabelsysteme werden weltweit, allerdings überwiegend in Form von Pilotprojekten, in einer breiten Variation, zum Einsatz gebracht. Der Aufbau von HTS-Kabeln wird grundlegend durch zwei unterschiedliche Konfigurationen klassifiziert. Kabelkonstruktionen mit kaltem Dielektrika (KD) halten über den Kryostaten einen Temperaturgradienten, zwischen Kabelmantel und den übrigen Kabelkomponenten, aufrecht. Für die Konstruktion eines warmen Dielektrikums (WD) erfolgt lediglich eine Kühlung der Supraleitenden Phasen mit flüssigem Stickstoff, während andere Kabelkomponenten auf Umgebungstemperatur liegen. Dieser Aufbau weist höhere Induktivitäten und Phasenabstände, auf. Zudem ist eine erhöhte Kühlung, aufgrund größerer elektrischer Verluste, nötig. Es wird Weiter zwischen Wechselstrom (AC)- und Gleichstromanwendungen (DC) unterschieden (OKUBA 2010).

Der Aufbau eines KD-HTS-Kabels, dargestellt in Abb. 23 beinhaltet Leiter, Kryostat und Mantel. Bestehend aus einem hohlen oder massiven Former, den supraleitenden Schichten, einer Isolation, einem Schirm und Schutzschichten, bildet der Leiter den Kern des Kabels, welcher von dem Kryostaten und einer thermischen Isolation umschlossen ist. Der Raum inmitten Leiter und Kryostat stellt den Kühlkanal dar. Ein PVC-Mantel (Polyvinylchlorid) bildet als äußerste Schicht den Schutz zur Umgebung (OKUBA 2010, WANG 2014).

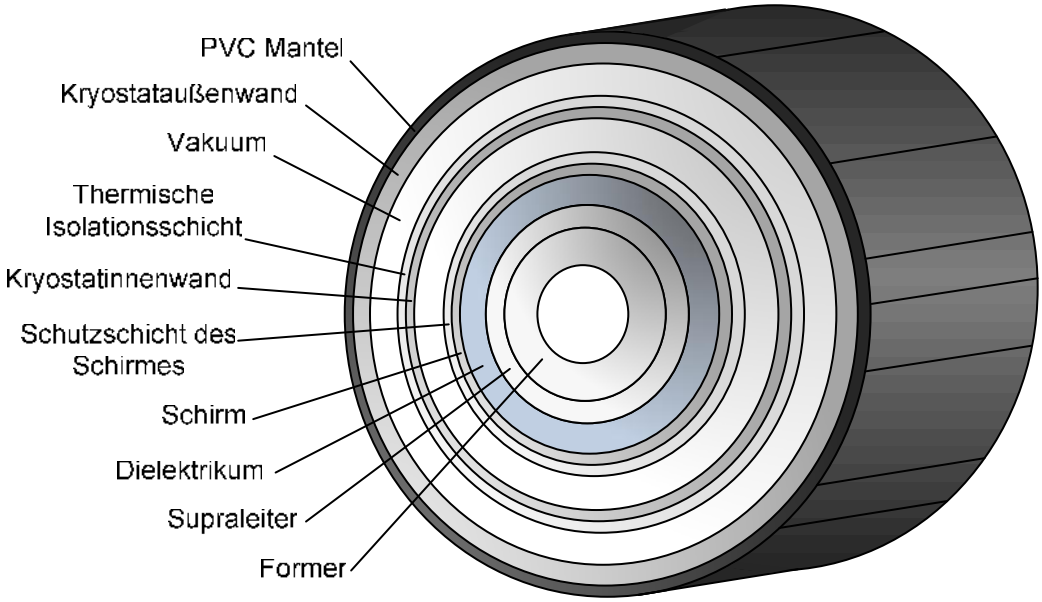


Abb. 23: Querschnitt eines einphasigen KD HTS-Kabels (OKUBA 2010)

Für den Aufbau eines Kabelsystems werden die Phasen durch unterschiedliche Ansätze kombiniert. Im Jahr 2008 gelang der Firma Nexans die Inbetriebnahme eines Kabelsystems aus drei parallelen, einphasigen KD-HTS-Kabeln mit Kupferkern (LIPA-Projekt) . Die Firma Sumitomo Electric verfolgt hingegen das „3-in-One"-Prinzip, welches drei einphasige, einzeln geschirmte HTS-Kabel über einen gemeinsamen Kryostat kühlt und so Wärmeverluste minimiert (YUMURA 2009). Für die Verteilebene ist zudem ein koaxialer Ansatz aller drei Phasen (Triax-Aufbau) in einem Kabel realisiert (NKT CABLES 2016).

Im Sinne des 26. BImSchV liegt keine mögliche Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit vor. Analog zu herkömmlichen Kabeln wird ein nach außen dringendes elektrisches Feld durch eine Schirmung vermieden. Magnetfelder sind für Triax-Kabelanordnungen zu vernachlässigen, da sich die Felder der einzelnen Phasen, einer koaxialen Anordnung, negieren, bzw. sich die Summe der Ströme zu Null ergibt und im Sinne des Durchflutungssatzes eine Feldausbreitung ausgeschlossen ist. Für ein AC-KD-HTS-Kabel werden in dem Kabelschirm Ströme induziert, die den Leiterströmen entsprechen und dem Feld entgegenwirken. Eine Magnetfeldstärke außerhalb des Kabels entfällt somit ebenfalls. Die Betrachtung eines DC-HTS-Kabels deutet auf mögliche Verletzung von Feldgrenzen hin. Die Eigenschaft einer hohen Stromdichte wirkt sich ohne Kompensation negativ auf die magnetische Flussdichte, im Sinne des BImSchV, aus, da ohne Wechselfeld keine Induktion von Mantelströmen erfolgt.

Kühlung eines HTS-Kabels

Ein supraleitendes Kabel benötigt aufgrund der niedrigen Sprungtemperatur eine Kühlung mit flüssigem Stickstoff. Stickstoff ist ein farb-, geruch- und geschmackloses Gas, das bei tiefen Temperaturen (-196 °C) zu einer farblosen Flüssigkeit (LN_2) kondensiert und nicht brennbar ist. Da die Luft zu 78 % aus Stickstoff besteht, ist Stickstoff generell überall vorhanden, wo elektrische Energie zum Betrieb von Luftverzerlegungsanlagen vorhanden ist.

Zur Kühlung ist generell ein offener oder geschlossener Kältekreislauf möglich. Ein offener Kreislauf benötigt ein regelmäßiges Nachfüllen des Vorratsbehälters mit Stickstoff. Flüssiger Stickstoff ist ein häufiges Nebenprodukt in der chemischen Industrie und daher oftmals günstig. Die Entscheidung für die Art des Kühlsystems hängt dabei von vielen Faktoren ab wie zum Beispiel den Verlusten, dem Lastprofil, den Kosten für Elektroenergie und flüssigen

Stickstoff sowie dem Betrachtungszeitraum. Bei einem geschlossenen Kreislauf sind Komponenten mit langen Serviceintervallen von mehreren Jahren zu bevorzugen (NOE 2016).

Der maximale Kühlmitteldurchsatz aus Flüssigstickstoff (LN_2) wird durch den Kryostatdurchmesser und Druckverluste begrenzt, welche ein eminenter Faktor bei der Auslegung langer Kryostate und somit der HTS-Kabel sind (Lee 2015). Die konstante Erwärmung, in Verbindung mit dem durch Siede- und Tautemperatur limitierten typischen Temperaturbereich des LN_2, von 65 K bis 75 K, erlaubt nur eine begrenzte Leiterlänge. Der Temperaturbereich des LN_2 wird und kann durch Zugabe von Sauerstoff weiter aufgespannt werden. Ein Ansatz für die Kühlung über große Distanzen ist in Abb. 24 dargestellt. Er wird über einen gemeinsamen Kreislauf des Kältemittels und einzelnen, parallel geschalteten Kühlsegmenten realisiert. Über den Joule-Thompson-Prozess erfolgt die Erzeugung der nötigen Temperatur durch Expansion. Die für den Prozess nötigen Komponenten, sind in dem Kühlsegment vorgesehen (s. Abb. 24). Eine Beschreibung des Prozessaufbaus und alternativer Systeme ist in der Literatur gegeben (CHOROWSKI 2012, Lee 2015).

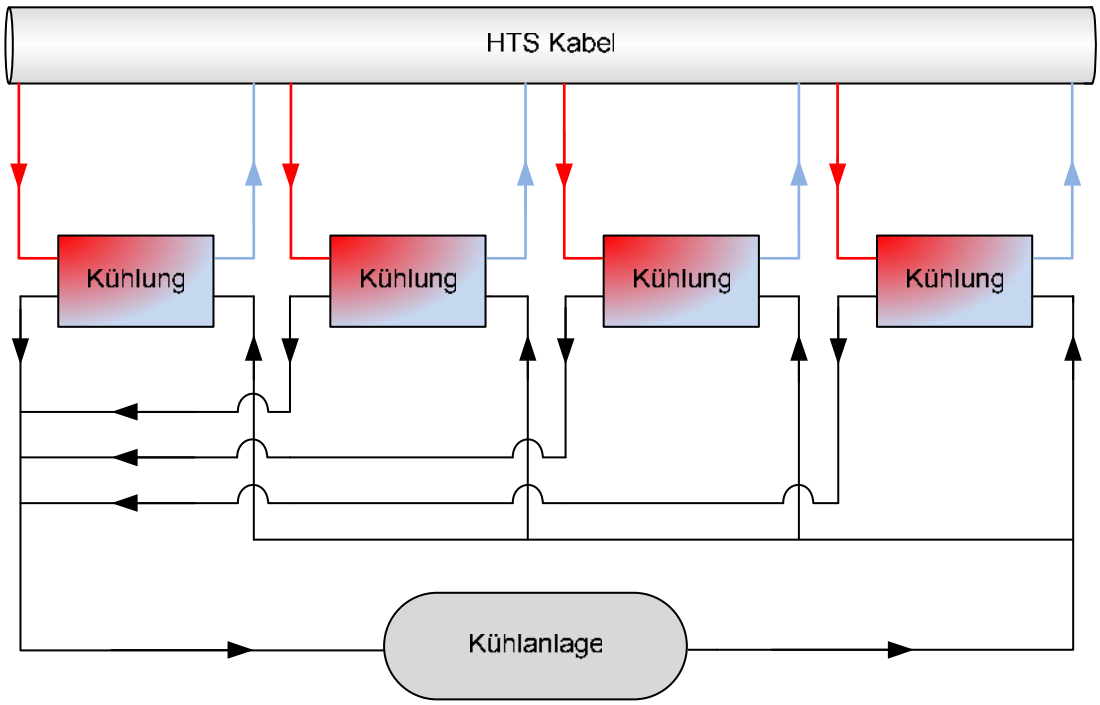


Abb. 24: Konfiguration der Kühlanordnung für ein HTS-Kabel für große Distanzen (LEE 2015)

Existierende Supraleitende Kabelprojekte

Tab. 8 zeigt eine Aufreihung realisierter HTS-Kabel-Projekte, die den Status der Inbetriebnahme erreicht haben. Die Typbezeichnung K beschreibt konzentrische Phasenanordnungen, diese sind ebenfalls als KD-HTS-Kabel ausgeführt. Die Firma Ultera führt diese unter der geschützten Bezeichnung des „Triax“.

Tab. 8: HTS-Kabel-Projekte (Okuba 2010, Brakelmann 2016)

Hersteller	Ort/Land/Jahr	Typ	Daten	HTS
Furukawa	Yokosuka, JP, 2004	CD	77 kV, 1 kA, 500 m, 1-ph.	BSCCO
Innost	Yunnan, CN, 2004	WD	35 kV, 2 kA, 33 m, 3-ph.	BSCCO
Sumitomo	Albany, US, 2006	CD	34.5 kV, 800 A, 350 m, 3-ph.	BSCCO
Ultera	Columbus, US, 2006	K/T	13,2 kV, 3 kA, 200 m, 3-ph.	BSCCO
Sumimoto	Gochang, KR, 2006	CD	22,9 kV, 1,25 kA, 100 m, 3-ph.	BSCCO
LS Cable	Gochang, KR, 2007	CD	22,9 kV, 1,26 kA, 100 m, 3-ph.	BSCCO
Sumitomo	Albany, US, 2007	CD	34,5 kV, 800 A, 30 m, 3-ph.	YBCO
Nexans	Hannover, D, 2007	CD	138 kV, 1,8 kA, 30 m, 1-ph.	YBCO
Nexans	Long Island, US, 2008	CD	138 kV, 1,8 kA, 600 m, 1-ph.	BSCCO
Ultera	New York, US, 2010	K/T	13,8 kV, 4 kA, 240m, 3-ph.	YBCO
Ultera	New Orleans, US, 2011	K/T	13,8 kV, 2,5 kA, 1700 m, 3-ph.	
Ultera	Amsterdam, NL,	K/T	50 kV, 2,9 kA, 6000 m, 3-ph.	
Nexans	Long Island, US,	CD	138 kV, 2,4 kA, 610 m, 1-ph.	YBCO
LS Cable	Gochang, KR, 2011	CD	154 kV, 1GVA,100m, 3-ph.	
LS Cable	Seoul, KR	CD	22,9 kV, 50 MVA, 500 m, 3-ph.	YBCO
SEI	Yokohama, JP, 2013	CD	66 kV, 200 MVA, 200 m	BSCCO
SEI	(TEPCO-Netz), JP	CD	66 kV, 5 kA	
SEI	Chubu U., JP, 2010	CD	10 kV, 4 kA DC, 20 m u. 200 m	BSCCO
VNIIKP	Moscow, RU, 2015	CD	20 kV, 30 m u. 100 m	YBCO
Nexans	Spain	CD	10 kV, 30m	BSCCO
Nexans	Essen, D, 2014	K/T	20 kV, 2 kA, 200 m, 3-ph.	

Exemplarisch für eine Anwendung in der Hochspannungsebene ist das Long-Island-Power-Authority-Projekt (LIPA-Projekt), das ein 138-kV-CD-HTS-Kabelsystem mit einer Übertragungsleistung von 574 MVA in die Energieversorgung Long Islands einbindet. Die längenspezifischen, elektrischen Verluste, des 600 m langen Kabelsystems, sind für verschiedene Leistungen in Tab. 9 gegeben. Die Hälfte der Projektkosten von 23,45 Millionen US-Dollar, wurde von dem Department of Energy (DOE) finanziert.

Tab. 9: Elektrische Verluste des HTS-138 kV-Kabels für verschiedene Leistungen (SCHMIDT 2007)

Übertragungsleistungen	0 MVA	200 MVA	574 MVA
Elektrische Verluste in Wm-1	0,5	0,79	4,28

4.1.5 Gegenüberstellung der Dimensionen verschiedener Kabelgrabenprofile

Die Trassenbreite von verschiedenen Erdkabelprojekten kann in Abhängigkeit der jeweiligen Anforderungen insbesondere hinsichtlich Übertragungsleistung und Übertragungstechnologie variieren. Bei HDÜ-Erdkabeln beträgt die Schutzstreifenbreite und somit die Trassenbreite im Betrieb zwischen 12 und 30 m, bei HGÜ-Trassen geringfügig weniger (11 bis 30 m).

Tab. 10 gibt für die Annahmen aus der BMU-Studie (HOFMANN et al. 2012a) eine Übersicht über Schutz- sowie Arbeitsstreifen. Da diese Parameter abhängig sind von den lokalen Be-

dingungen, beispielsweise der Wärmeableitung des Bodens und der Auslastung der Leitung, können die Angaben bei aktuellen Verfahren abweichen (vgl. BRUNS & KRAETZSCHMER 2014). Während die Verlegung in zwei getrennten Gräben je nach Durchführung eine geringere Arbeitsstreifenbreite beanspruchen kann, ist die Trassenbreite im Betrieb bei dieser Verlegeform etwas größer als bei äquidistanter Verlegung in nur einem Kabelgraben (BRUNS & KRAETZSCHMER 2014).

Tab. 10: Beispielwerte für Graben- und Arbeitsstreifenbreite von HDÜ- und HGÜ-Erdkabeltrassen (aus: HOFMANN et al. 2012a)

Übertragungstechnologie	**Verlegeart**	**Grabenbreite (Abstand der äußeren Kabel)**	**Schutzstreifenbreite (2 - 5 m beiderseits)**	**Arbeitsstreifenbreite (ungefähre Angaben[1])**
HDÜ	äquidistant	8,80 m	13 - 19 m	28 m
	2 x 2 äquidistant	7,60 m	12 - 18 m	27 m
	getrennte Gräben	15 m	20 – 25 m	21 – 45 m
	supraleitendes Kabel	1,2 m	6 – 11 m	8 – 15 m
HGÜ	äquidistant	5,60 m	11 - 16 m	25 m
	2 x 2 äquidistant	7,1 m	12 – 18 m	26 m
	getrennte Gräben	14,4 m	19 – 25 m	20 – 35 m
	supraleitendes Kabel	0,84 m	6 – 11 m	8 – 15 m

[1]siehe HOFMANN et al. 2012a

Auch wenn die Trasse von tiefwurzelnden Pflanzen freizuhalten ist, kann eine landwirtschaftliche Nutzung (Grünland, Acker) grundsätzlich möglich sein. Um Schäden an den Kabelsystemen durch das Wurzelwerk vorzubeugen, muss die Trasse jederzeit zugänglich sein und von Gehölzen freigehalten werden (HOFMANN et al. 2012a).

4.1.6 Teilverkabelung

Ein häufig angestrebtes und diskutiertes Konzept ist die Teilverkabelung einzelner Ausbauvorhaben. Diese war bereits durch das EnLAG für vier Trassen vorgesehen:

- Ganderkesee - St. Hülfe (Niedersachsen),
- Diele - Niederrhein (Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen),
- Wahle - Mecklar (Niedersachsen / Hessen),
- Altenfeld - Redwitz (Thüringen / Bayern / Hessen).

Das BBPIG 2012 sieht mit der Ergänzung aus der EEG-Reform 2014 die Teilverkabelung für alle Pilotprojekte „B“ für HGÜ als Option vor. Ein Problem der Teilverkabelung ist jedoch, wie in Kap. 4.1.4 beschrieben, die geringere Übertragungskapazität der Kabelstrecke im Vergleich zur Freileitung.

Bei einer HDÜ mit zwei Systemen sind deshalb je nach Auslastung der Strecke und thermischen Bedingungen bei herkömmlichen Drehstromkabeln mindestens vier Kabelsysteme notwendig, um die gleiche Leistung übertragen zu können (s. Abb. 25). Dies führt zu Kabel-

systemen mit 2 x 2 x 3=12 Einzeladern und somit zu den vorgestellten Kabelgrabenprofilen. Aufgrund verschiedener Einschränkungen von Blindleistungsbedarf über Cross-Bonding-Abschnittslängen und Versorgungssicherheit unterliegt der Einsatz von Kabeln technischen Begrenzungen. Die Eignung einzelner Abschnitte zur Teilverkabelung ist stets unter Berücksichtigung aller örtlichen Gegebenheiten im Einzelfall zu überprüfen. Aus diesem Grund stellt die supraleitende Teilverkabelung eine geeignete Alternative dar (NOE et. al. 2016).

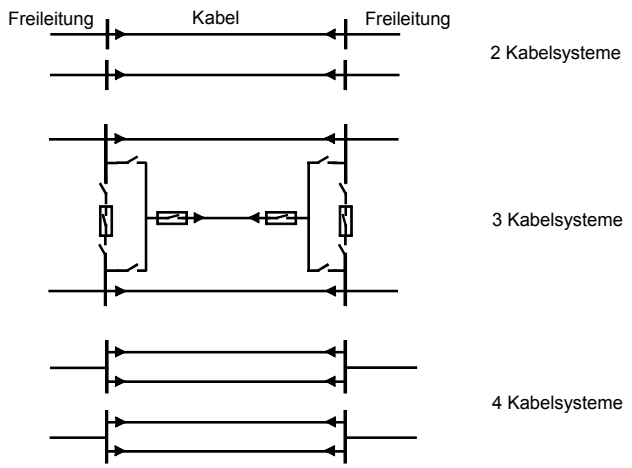


Abb. 25: Varianten bei Teilverkabelungen (aus: HOFMANN et al. 2012a)

Eine Übergangsanlage zum Übergang einer Freileitung auf Erdkabel benötigt einen Flächenbedarf von ca. 50 x 50 m (s. Abb. 26), wobei die Ausführung und damit auch die Abmaße projektabhängig ist.

Die Übergangsanlage hat verschiedene technische und bauliche Anforderungen beispielsweise für die Schutz- und Steuerungstechnik (vgl. HOFMANN et al. 2012a). Weiterhin muss beim Wechsel von einer reinen Freileitungstrasse zu einem Netz mit zunehmender Teilverkabelung unter Umständen das Netzschutzsystem an die Anforderungen des Kabels angepasst werden.

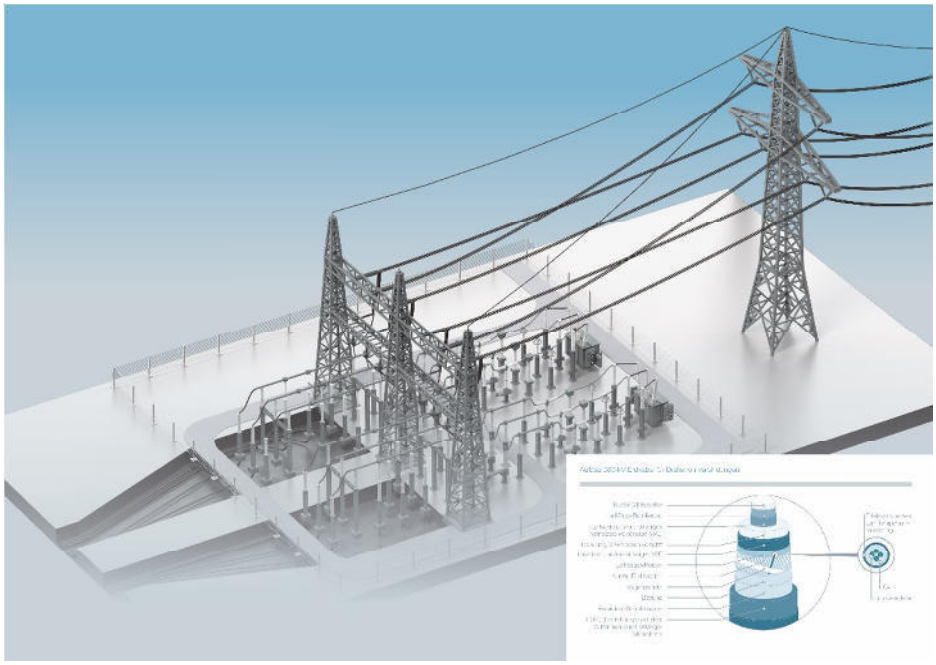


Abb. 26: Schematische Darstellung Kabelübergangsanlage mit Kompensationsanlagen (aus TENNET TSO GMBH 2016)

4.1.7 Bündelungspositionen

Die gemeinsame Führung und Bündelung verschiedener Übertragungssysteme ist ein zentraler Ansatz bei der Trassenfindung. Mehrsystemmasten finden sich relativ häufig mit verschiedenen Kombinationen von Drehstromsystemen verschiedener Spannungen (s. Abb. 27).

Zu unterscheiden ist zwischen gemeinsamer Führung auf einem Mast und der raumplanerischen Bündelung verschiedener Trassen. Bei der raumplanerischen Bündelung sind neben den technischen Restriktionen – Einhaltung aller erforderlichen Sicherheits- und Isolationsabstände und Beherrschung der Beeinflussungsmechanismen – auch naturschutzfachliche Kriterien zu betrachten, um die Machbarkeit und Umweltverträglichkeit der Bündelung sicherzustellen (BRUNS & KRAETZSCHMER 2014).

Bei der Planung für eine gemeinsame Führung unterschiedlicher Spannungsebenen muss gegebenenfalls berücksichtigt werden, dass insbesondere Leitungen verschiedener Netzbetreiber einen erhöhten Planungsaufwand bedeuten. Neben der Analyse der technischen Machbarkeit muss das Einverständnis des betreffenden Netzbetreibers zur Nutzung eines Gestänges oder zur gemeinsamen Trassenführung eingeholt werden, was gegebenenfalls erst in der Planfeststellung gesichert erfolgen kann (GRAMATTE 2014; BRUNS & KRAETZSCHMER 2014).

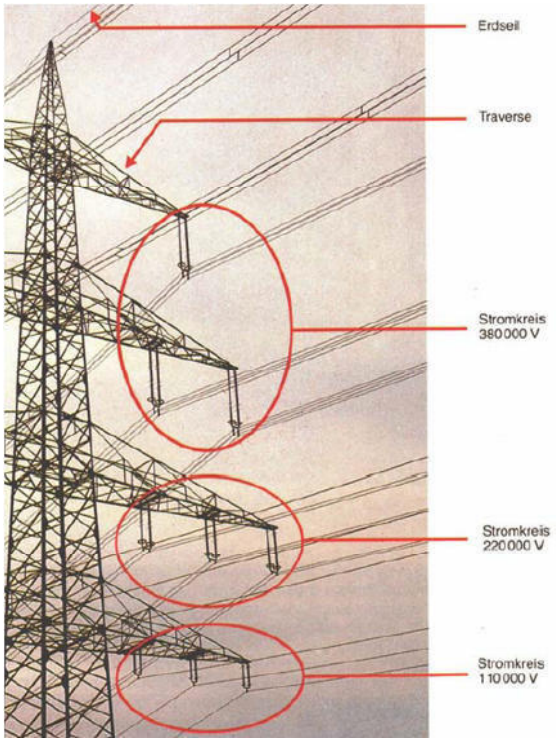


Abb. 27: Mehrsystemmast (aus: BRAKELMANN 2004)

Da die Start- und Endpunkte der Leitungsvorhaben durch den gesetzlich beschriebenen Ausbaubedarf vorgegeben sind, ist die Flexibilität innerhalb der einzelnen Vorhaben begrenzt. Bei der Betrachtung einzelner Vorhaben in der Bundesfachplanung lässt sich unter Umständen die Frage nach technischer Machbarkeit nicht abschließend klären, da einige der Restriktionen erst auf Ebene der Planfeststellung geklärt werden können.

Beeinflussungsproblematik

Die gemeinsame Führung von mehreren Übertragungssystemen auf einem Gestänge sowie die räumliche Bündelung verschiedener Übertragungsstrecken können zu Beeinflussungen der Systeme untereinander führen. Je nach Aufbau der von der Bündelung betroffenen Systeme, der jeweiligen Übertragungsart (Drehstrom, Gleichstrom, Bahnstrom) und der Höhe der Spannung können verschiedene Mechanismen auftreten, welche sich nach HOFMANN et al. (2012b) und PAUL (2007) im Wesentlichen unterscheiden lassen in:

- Ohmsche Beeinflussung,
- kapazitive Beeinflussung,
- induktive Beeinflussung,
- Beeinflussung durch direkte Berührung (beispielsweise bei Seilriss) oder Lichtbögen
- Kombination verschiedener Beeinflussungsarten.

Diese Mechanismen können zum einen im Dauerzustand (stationärer Zustand) des Netzes, und zum anderen bei Übergangsvorgängen des Netzes (dynamischen Vorgang), auftreten (PAUL 2007). Die Einwirkungsdauer kann daher zwischen wenigen Mikro- und Millisekunden (transienter Bereich) bis hin zu Sekunden und Stunden (stationärer Bereich) unterschieden werden. Insbesondere bei transienten Vorgängen kann es im Kurzzeitbereich zu Einwirkungen mit sehr hohen Spannungen und Strömen kommen. Die Folge können unzulässige Erdungsspannungen, Berührungsspannungen, Störung von metallischen Signalleitungen, Aufladung ungeerdeter metallischer Teile und kapazitive Ströme sein (PAUL 2007).

Bei unsymmetrischen Fehlern kann es aufgrund der hohen Fehlerströme und Fehler-spannungen zur Ausbildung von Lichtbögen kommen, welche eine thermische Zerstörung von angeschlossenen Betriebsmitteln zur Folge haben können. Ebenfalls kann bei gelöscht betriebenen 110-kV-Netzen eine unzulässige Beeinflussung auftreten, wenn beispielsweise eine Erhöhung der Sternpunktspannungen bei unsymmetrischen Koppelkapazitäten zwischen 380-kV- und 110-kV-Leitungen auf einem Gestänge vorliegt und somit Lichtbogenfehler nicht mehr selbstständig verlöschen (HOFMANN et al. 2012b).

Die Bündelung von 110-kV-Bahnstromleitungen und Leitungen des Übertragungsnetzes (HDÜ und HGÜ) wurde bereits in einer Machbarkeitsstudie untersucht (vgl. HOFMANN et al. 2012b). Die Studie hat insbesondere für die Kopplung von HDÜ-Systemen und Bahnstromleitungen Längenbegrenzungen für gemeinsame Führungen auf einem Gestänge erarbeitet. Weiterhin wurde die Machbarkeit verschiedener Bündelungsoptionen unterschiedlicher Ausführungen von Höchstspannungsleitungen (HDÜ und HGÜ) auch in Ausführung als Erdkabel mit Bahnstromleitungen untersucht. Weitere Studien (vgl. AMPRION 2014) haben die Kopplung von HDÜ und HGÜ auf einem Gestänge sowohl theoretisch als auch praktisch untersucht.

Die Beeinflussungsproblematik wird in der Regel durch verschiedene technische Regelwerke (DIN, VDE) und technische Empfehlungen für Beeinflussungsfragen behandelt. Eine generelle Verhinderung von Beeinflussungen ist aufgrund der hohen Auswirkungen bei Störfällen nicht möglich. Daher ist stets eine Minimierung der Beeinflussung anzustreben, sodass keine Fehlfunktionen im übrigen System auftreten (PAUL 2007).

Gemeinsame Führung von HDÜ und HGÜ (Ultranet)

Bei der Realisierung der geplanten HGÜ-Trassen sind weitergehende Überlegungen zur Kopplung beider Übertragungssysteme (HDÜ und HGÜ) angestrengt worden (s. Abb. 28). Im Abschnitt Philippsburg – Osterath des HGÜ-Korridors A sollen sowohl ein HGÜ- als auch ein HDÜ-System in einem Abschnitt von ca. 340 km Länge auf einem vorhandenen Drehstrom-Gestänge zusammen geführt werden. Dazu wurde bereits ein Feldversuch zur Untersuchung der elektrischen Kopplung von beiden Systemen auf einem Mast durchgeführt („Ultranet“),

der neben theoretischen Überlegungen die praktische Robustheit dieses Systems belegt hat (AMPRION 2014).

Die Vorteile der gemeinsamen HGÜ- und HDÜ-Führung gegenüber dem klassischen 380-kV-Drehstromsystem sind nach Angaben von AMPRION (2014) die Steuerung des Stromflusses und Erhöhung der Systemsicherheit durch aktive Spannungssteuerung, eine höhere Leistungsdichte von bestehenden Freileitungstrassen sowie eine beschleunigte Realisierung der HGÜ-Trasse auf bestehenden Masten.

Somit ergibt sich neben der klassischen Bündelung von verschiedenen Drehstromsystemen auf einem Mast (s. Abb. 28) auch die Möglichkeit einer Kombination aus HGÜ und HDÜ. Dies soll zunächst vorwiegend auf Bestandstrassen erfolgen und kann im Fall der Ultranet-Trasse je nach Mastabmessungen für eine Vielzahl der Maste ohne große Änderungen erfolgen, was sich positiv auf die Umsetzungsdauer des Verfahrens auswirken sollte.

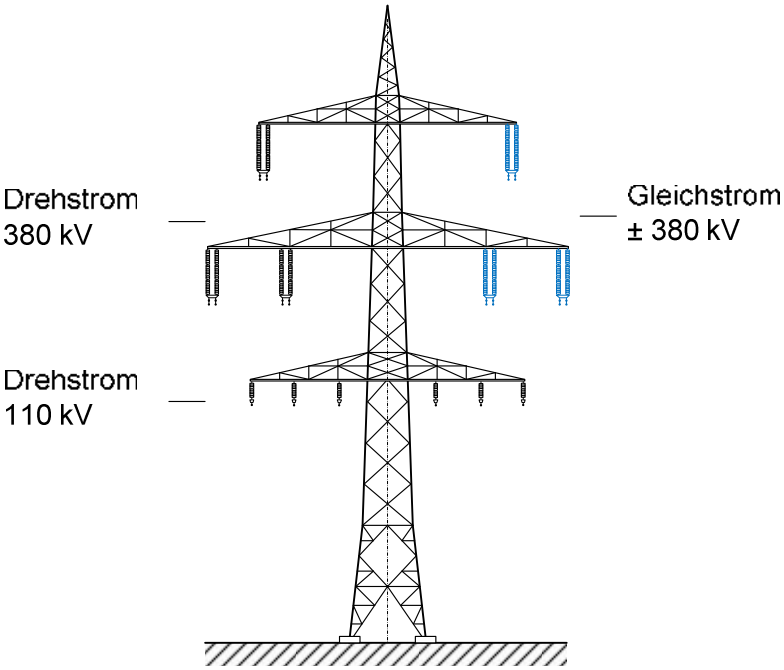


Abb. 28: Schematischer Aufbau des Ultranets (nach AMPRION 2014)

4.2 Darstellung der Betriebsmittel der Mittel- und Niederspannungsnetze

In diesem Abschnitt werden die in der Mittel- und Niederspannungsebene typischer Weise verwendeten Betriebsmittel dargestellt.

4.2.1 Mittel- und Niederspannungsleitungen

Während in der Hoch- und Höchstspannungsebene Kabel bisher nur sehr selten eingesetzt werden, sind sie in der deutschen Mittel- und Niederspannungsebene die am häufigsten verwendeten Leitungselemente. Der Verkabelungsgrad in der Niederspannungsebene beträgt 89,0 % und in der Mittelspannungsebene 78,8 % (BDEW 2014). Dies liegt daran, dass die Gesamtkosten, die sich aus den Bau- sowie den Unterhaltungskosten zusammensetzen bei Kabeln in dieser Netzebene deutlich geringer sind, als bei Freileitungen, es sei denn es handelt sich um sehr steinige oder gebirgige Versorgungsgebiete.

Während in nicht erschlossenen Gegenden ein Einpflügen der Leitungen in den Boden bei hoher Tagesleistung und wenig Eingriff in die Vegetation möglich ist, muss bei besiedelten

Gebieten eine aufwendigere Kabelverlegung, teilweise mit unterstützender Handschachtung erfolgen (s. Abb. 29).

Abb. 29: Mittelspannungs-Kabellegung mit einem Vibrationspflug, Foto: CATRIN WÜRZ und Kabellegung bei offenem Graben für die Niederspannungsebene in einem Wohngebiet, Foto KOLBECK BAU

4.2.2 HS/MS-Umspannwerke

Umspannwerke in der Netzebene 4 stellen die Anbindung der Mittel- an die Hochspannungsnetze sicher. Prägend für den elektrischen Aufbau ist die Ausführung der Ausfallsicherheit. Wenn das Werk als eigensicher gilt, sind alle Aufbauten doppelt vorhanden, sodass immer eine Komponente ausfallen kann. Im nicht eigensicheren Aufbau wird im Fehlerfall oftmals der Versorgungsbereich von einem benachbarten Umspannwerk sichergestellt, wofür gegebenenfalls zusätzliche Leitungen auf der Unterspannungsseite notwendig sind.

Der Aufbau besteht in der Regel aus einer kleinen 110-kV Schalt- und Messeinrichtung, dem Transformator und der Mittelspannungsverteilung. Der Flächenbedarf variiert zwischen der Freiluftschaltanlage mit etwa 40 x 70 m und der Innenraumschaltanlage von etwa 25 x 40 m. Abb. 30 zeigt das Aussehen eines Freiluftumspannwerkes und des Gebäudes einer Innenraumschaltanlage mit außenstehenden Transformatoren. Der Größenvergleich zwischen einer Innenraum- und Außenanlage ist in Abb. 31 gezeigt.

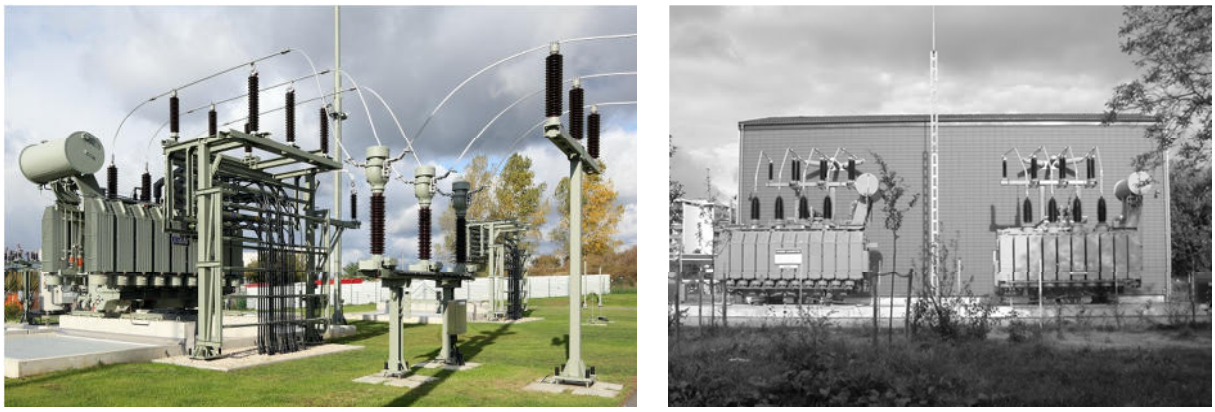


Abb. 30: Transformator HS/MS im Umspannwerk Freiberg, Quelle: ENVIAM UND INNERSTÄDTISCHES UMSPANNWERK IN HANNOVER BULT, Quelle ELFATUO

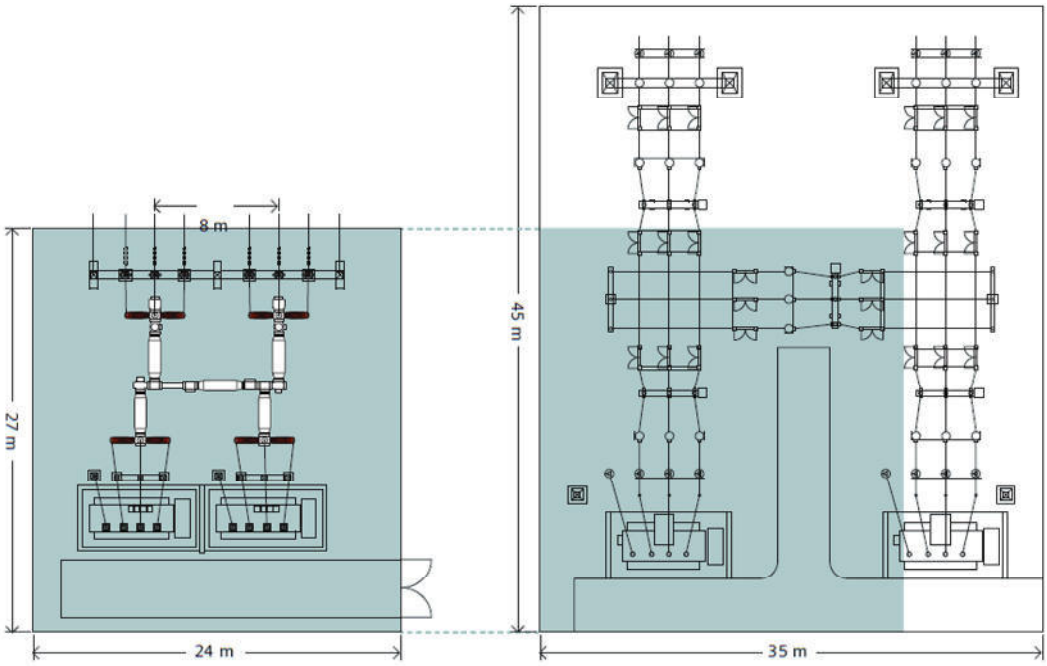


Abb. 31: Größenvergleich von integrierten gasisolierten und luftisolierten HS-Schaltanlagen mit einer Nennspannung von 145-kV, Quelle: SIEMENS

4.2.3 MS/NS-Umspannwerke-Ortsnetzstationen

Umspannwerke zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene werden in der Regel als Ortsnetz- oder einfach nur als Transformatorstation bezeichnet. In der Regel handelt es sich dabei um vollständig vormontierte Betonkompaktstationen, die an ihrem Bestimmungsort aufgestellt werden (s. Abb. 32). Der Flächenbedarf für eine übliche Betonstation ist etwa 2,5 x 3 m, in Innenstadtbereichen werden häufig Installationen innerhalb von Gebäuden vorgenommen.

Abb. 32: Prinzipschaltbild und Aufstellung einer Ortsnetzstation, Foto: ENBW

In Deutschland bestehen etwa 350.000 Ortsnetzstationen (BNETZA 2014). Üblicherweise werden die ONS über zwei teilweise automatisierte Lasttrennschalter in ein Ringnetz einge-

schleift. Durch die zweiseitige Ringnetz-Einbindung kann immer auf ein Kabel im Fehlerfall verzichtet werden. Die Ortsnetzstation selber wird aufgrund der geringen Kundenanzahl nicht eigensicher ausgeführt, sodass zur Einhaltung der Versorgungssicherheit im Fehlerfall auf benachbarte Stationen oder Notstromaggregate zurückgegriffen wird.

Gerade bei geringer Netzanschlussdichte wie im ländlichen Raum sind neben den Anforderungen an die Betriebsmittelbelastungen in der Regel die Anforderungen an die Betriebsspannungen auslegungsrelevant. Maßgebend für die Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen ist die DIN EN 50160. In dieser ist definiert, dass unter normalen Betriebsbedingungen 95 % aller 10 Minuten-Spannungsmittelwerte jedes Wochenintervalls zwischen ± 10 % der Nennspannung liegen müssen und alle Spannungswerte im Bereich von + 10 % bis – 15 %. Weitere Ausnahmen gibt es zum Beispiel bei entlegenen Netzanschlüssen mit sehr langen Leitungen.

Eine Besonderheit der Mittel- und Niederspannungsnetze ist, dass die Kopplung zwischen diesen Spannungsebenen oftmals über Ortsnetztransformatoren mit einem festen Übersetzungsverhältnis erfolgt. Dadurch muss das verfügbare reguläre Spannungsband von ± 10 % auf beide Spannungsebenen aufgeteilt werden. Im Rahmen der Energiewende und der zunehmenden Problematik der Einhaltung der Spannungsbänder wurden innovative Netzkomponenten zur Regulierung des Spannungsbandes auf den Markt gebracht. Neben leistungselektronischen Strangspannungsreglern sind dies vor allem regelbare Ortsnetztransformatoren, bei denen die aus den Hoch- und Höchstspannungsnetzen bewährten Transformatorstufenschalter auf die Ortsnetztransformatoren übertragen wurden. Bei einer ausreichenden Stufenanzahl und Stufenbreite ist eine vollständige Entkopplung der Spannungsbänder möglich, sodass in beiden Netzbereichen das Spannungsband von ± 10 % ausgenutzt werden kann, dadurch kann die installierte Leistung in dem Netzgebiet zum Teil um den Faktor 2,5 steigen (BECKER ET. AL. 2014).

Die Aufteilung des Spannungsbandes für die MS- und Niederspannungsebene wird dabei von jedem VNB individuell festgelegt. Eine klassische Aufteilung ist in Abb. 33 dargestellt. Durch die Stufensteller der Transformatoren zwischen HS- und MS-Netzebene schwankt die MS am Umspannwerk in der Regel nur noch um etwa 1 - 2 %, oftmals wird die Spannung um einen Lastfluss abhängigen Offset verschoben (NEUSEL-LANGE ET. AL. 2012, SCHMIESING 2016). Für die Umspannebene MS/NS werden ebenfalls 1 – 2 % vom Spannungsband abgezogen, sodass für die MS- und Niederspannungsebene jeweils etwa 4 % Spannungsabfall vorgesehen sind.

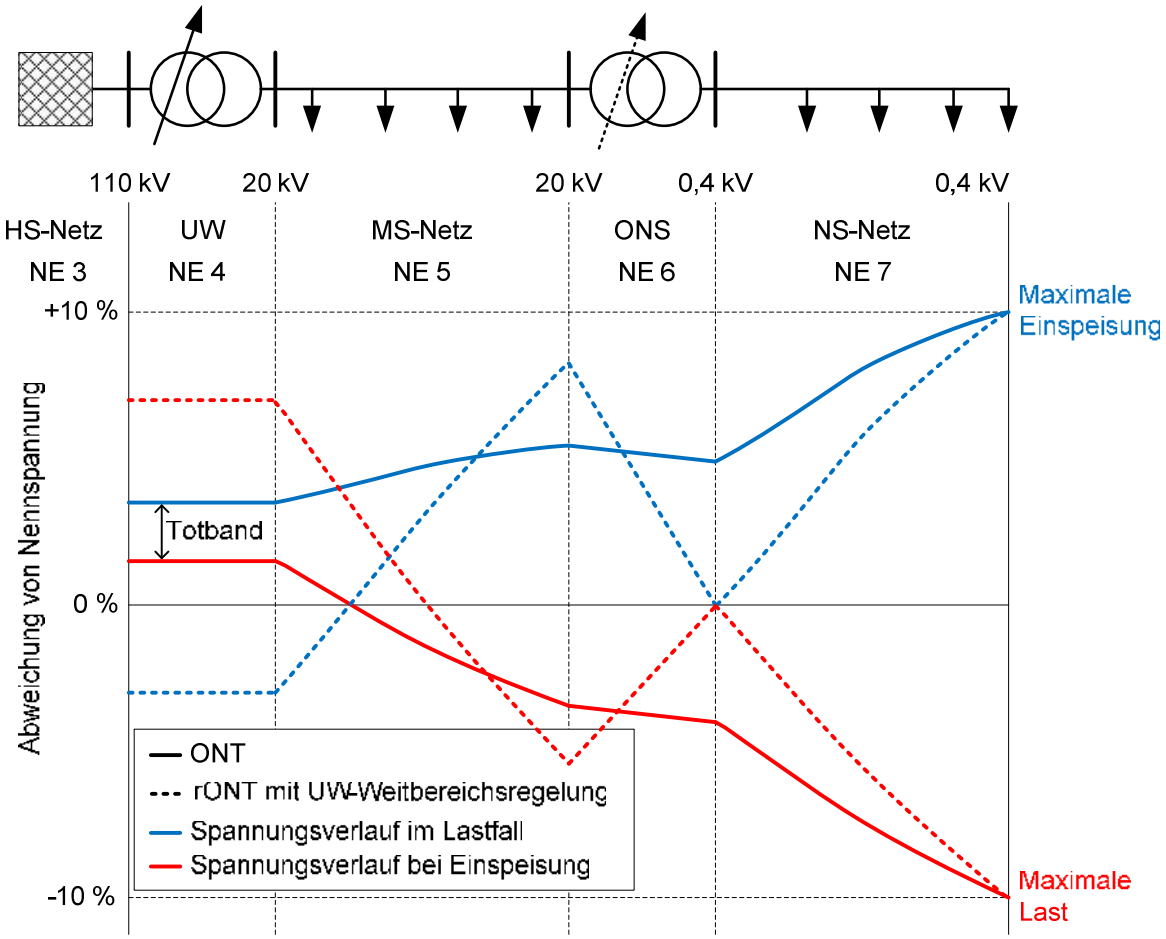


Abb. 33: Darstellung der Spannungsbandaufteilung mit ohne ohne rONT-Einsatz

5 Literaturverzeichnis

ALTAEROS ENERGIES, 2016: Clean Energy. Aufgerufen am 23.04.2016 http://www.altaeros.com/energy.html

BUNDESVERBAND GEOTHERMIE E.V., 2012: Bochum: Grubenwasser zur Warmeversorgung. Stand 24.05.2012, aufgerufen am 28.04.2016, http://www.geothermie.de/news-anzeigen/2012/05/24/bochumgrubenwasser-zur-warmeversorgung.html

BURNS, C., 2010: One component wind power. Stand 12.03.2010, aufgerufen am 30.04.2016, http://www.yankodesign.com/2010/12/03/one-component-wind-power/

CZYCHOLL, H., 2015: Die Windräder der Zukunft werden fliegen. Stand 11.04.15, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.welt.de/wissenschaft/article139380935/Die-Windraeder-der-Zukunft-werden-fliegen.html

DENA – DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH, 2013: Fachbroschüre Power to Gas. Berlin.

DENA – DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR, 2015: Projekt: Einsatz von Hochleistungs-Energiepfahlen (HEP) zur Maschinenkühlung. Aufgerufen am 30.04.2016, http://industrie-energieeffizienz.de/energiekostensenken/referenzprojekte-best-practice/dena-referenzprojek-te/?tx_referenzdb_referenzdbitem[project]=291&tx_referenzdb_referenzdbitem[action]=show&tx_referenzdb_referenzdbitem[controller]=Project

DIERMANN, R., 2016: Pumpspeicher: Forscher planen Windkraft-Akkus am Meeresgrund. Stand 23.02.2016, aufgerufen am 04.08.2016, http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/forschung-pumpspeicher-am-meeresgrund-sollen-windstrom-puffern-a-1078397.html

DLR – DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT E. V., 2015: Neues Verfahren zur Senkung der Stromgestehungskosten bei solarer Direktverdampfung erfolgreich getestet. Stand: 28.10.2015, aufgerufen am 29.04.2016, http://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-10436/12676_read-44506/

EHRENFRIED, F., 2015: Projekt Rotterdam: Architekten wollen Windturbine in Hochhaus integrieren. Stand 25.02.2015, aufgerufen am 23.04.2016, http://green.wiwo.de/smarte-windkraft-baut-rotterdam-das-windrad-der-zukunft/

EMAMIDESIGN, o.J.: Windflock. Aufgerufen am 29.04.2016, http://www.emamidesign.de/ produktdesign-innovationen/windenergieanlage-windflock.html

ENERKITE GMBH, 2017: Technologie, Stand: 2017, aufgerufen am 28.04.2017, http://www.enerkite.de/technologie

ENKHARDT, S., 2016: Großspeicher-Markt boomt auch in Deutschland. Stand 20.01.016, aufgerufen am 07.08.2016, http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/ grospeicher-markt-boomt-auch-in-deutschland_100021769/

FREEENERGYWEB, 2011: Windkraft weiterentwickeln - auf unkonventionelle, originelle und effektive Weise. Aufgerufen am 04.08.2016, http://www.freeenergyweb.eu/de/wind-force/page1.html

FRAUNHOFER IEE, 2018: StEnSEA - Stored Energy in the Sea. Aufgerufen am 17.08.2018, https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/stensea-storing-energy-at-sea.html

FIZ KARLSRUHE – LEIBNIZ-INSTITUT FÜR INFORMATIONSINFRASTRUKTUR GMBH (Hrsg.), 2015: Gebäude über Außenwand heizen. Stand 02.12.2015, aufgerufen am 30.04.2016, http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/solare-waerme/news/gebaeude-ueber-aussenwand-heizen/

FIZ KARLSRUHE – LEIBNIZ-INSTITUT FÜR INFORMATIONSINFRASTRUKTUR GMBH (Hrsg.), 2013.: Heizwarme aus stillgelegten Zechen. Aufgerufen am 30.04.2016,

http://www.bine.info/themen/erneuerbareenergien/geothermie/publikation/heizwaerme-aus-grubenwasser/

FIZ KARLSRUHE – LEIBNIZ-INSTITUT FÜR INFORMATIONSINFRASTRUKTUR GMBH (Hrsg.), 2007: Druckluftspeicher-Kraftwerke. Aufgerufen am 01.05.2016, http://www.bine.info/publikationen/publikation/druckluftspeicher-kraftwerke/

FIZ KARLSRUHE – LEIBNIZ-INSTITUT FÜR INFORMATIONSINFRASTRUKTUR GMBH (Hrsg.), 2011: Wärme und Strom aus Bioethanol. Stand 30.11.2011, aufgerufen m 27.04.2016: http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/sonstige/news/waerme-und-strom-aus-bioethanol/

FIZ KARLSRUHE – LEIBNIZ-INSTITUT FÜR INFORMATIONSINFRASTRUKTUR GMBH (Hrsg.), 2015: Energie dank Mondkraft. Stand 29.07.2015, aufgerufen am 27.04.2016, http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/sonstige/news/gezeiten-liefern-energie-der-zukunft/

FRAUNHOFER ISE, 2015: Presseinformation: Fraunhofer ISE erzielt neuen Weltrekord für beidseitig kontaktierte Siliciumsolarzellen. Stand 05.09.2015, aufgerufen am 28.04.2016, https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2015/fraunhofer-ise-erzielt-neuen-weltrekord-fuer-beidseitig-kontaktierte-siliciumsolarzellen

FRAUNHOFER GESELLSCHAFT, o.J.: Redox-Flow-Batterie. Aufgerufen am 01.05.2016, http://www.ict.fraunhofer.de/de/komp/ae/rfb.html

FRAUNHOFER GESELLSCHAFT, 2013: Farbe für die Solarfassade. Stand 1.7.2013, aufgerufen am 17.08.2018, https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2013/juli/farbe-fuer-die-solarfassade.html

FREEENERGY, 2012: Free Energy, eine Initiative von Wolfgang Frey. Stand 2.10.2012, aufgerufen am 17.8.2018, https://www.facebook.com/Free-Energy-125096574251827/

HARDING, E., 2014: Google's latest wheeze... the flying wind turbine: Internet giant plans machines that would fly in the air like kites. Stand 10.10.2014, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-2787327/Google-s-latest-wheeze-flying-wind-turbine-Internet-giant-plans-machines-fly-air-like-kites.html

HARTMANN, T., 2015: Vortex Bldeless: Die Zukunft der Windkraft?. Stand 18.05.2016, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.cleanenergy-project.de/energiewende/windenergie/6727-vortex-bladeless-die-zukunft-der-windkraft

HELGOLÄNDER PAPIER (2015): Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten. In Überarbeitung vom 15. April 2015. Länderarbeitsgemeinschaften der Vogelschutzwarten. Fachbehörden der Länder. Vogelschutzwarte Neschwitz

HEUP, J. & RENTZING, S. 2013: Wie Sonnenstrom haltbar wird. Neue Energie 23 (6): 37- 42.

IICEWIND, 2015: Wind Power. Aufgerufen am 23.04.2016, http://icewind.is/en/wind-power/

JÜTTEMANN, P., 2013: Google kauf Windkraftanlagen-Hersteller Makani Power. Stand 27.05.2013, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.klein-windkraftanlagen.com/ allgemein/google-kauft-windkraftanlagen-hersteller-makani-power/

KEMPKENS, W., 2014: Windmühlen für Dächer. Erobert dieses Minikraftwerk demnächst die Städte?. Stand 16.06.2014, aufgerufen am 30.04.2016, http://green.wiwo.de/kleinwindmuehle-fuer-hausdaecher-erobert-dieses-minikraftwerk-demnaechst-die-staedte/

KEMPKENS, W., 2015: Icewind trotzt selbst stärkstem Sturm. Stand 30.12.2015, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Windenergie/Icewind-trotzt-selbst-staerkstem-Sturm

KEMPKENS, W., 2016: Test im Bodensee: Hohle Betonkugeln als Stromspeicher. Stand 22.04.2016, aufrufen am 23.04.2016, http://green.wiwo.de/test-im-bodensee-hohle-betonkugel-als-pumpspeicher/

KONRADIN MEDIEN GMBH (Hrsg.), HDI, 2016: Solarstraßen - Zukunftsmodell für unsere Energieversorgung?, Stand: 21.09.2016, aufgerufen am 28.04.2017, http://www.wissen.de/solarstrassen-zukunftsmodell-fuer-unsere-energieversorgung

MECANOO, 2013: Ewicon. Stand März 2013, aufgerufen am: 17.8.2018, http://www.mecanoo.nl/Projects/project/61/Ewicon

MAKANI, o.J.: The Technology. Aufgerufen am 23.04.2016, http://www.google.com/makani/technology/

MCKENNA, P., 2015: Rotorlose Windkraftanlagen: Schick, aber nutzlos?. Stand 08.06.2015, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.heise.de/tr/artikel/Rotorlose-Windkraftanlagen-Schick-aber-nutzlos-2679621.html

MENN, A., 2013: Windenergie: Neue Windturbine schmiegt sich an Hausfassaden. Stand 04.04.2013, aufgerufen am 23.04.2016, http://green.wiwo.de/windenergie-neue-windturbine-schmiegt-sich-an-hausfassaden/

MHK-SERVICE, 2016: Heizen mit Eis. Aufgerufen am 30.04.2016, http://www.mhk-regenerativ.de/eisspeicher.html

NATURSTORM AG, o.J.: Innovativer Windgenerator „IceWind“. Aufgerufen am 23.04.2016, http://www.energiezukunft.eu/wind/onshore/innovativer-windgenerator-icewind-gn103803/

ÖKO-INSTITUT E.V., 2014: Power-to-Gas: Kein Allheilmittel für den Klimaschutz. Stand 25.03.2014, aufgerufen am 24.04.2016, http://www.oeko.de/presse/presseinformationen/archiv-presseinformationen/2014/power-to-gas-kein-allheilmittel-fuer-den-klimaschutz/

PAVICIC, T., 2015: Transparente Solarzellen verwandeln Fenster und Bildschirme in Stromquellen. Stand 28.04.2015, aufgerufen am 02.08.2016, http://energieinitiative.org/transparente-solarzellen-verwandeln-fenster-und-bildschirme-in-stromquellen/#prettyPhoto

PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG (Hrsg.), 2015: Energiespeicher tief unter dem Meeresspiegel. Stand 08.12.2015, aufgerufen am 23.04.2016, https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/12/2015-12-08-hts-stansea.html

RENTZING, S., 2013: Sonnenspeicher. Neue Energie 23 (6): 29-31.

REUTER, B., 2013; Straßenbeleuchtung: Superspar-Laternen erobern die Städte. Stand: 27.03.2016, aufgerufen am 30.04.2016, http://green.wiwo.de/strasenbeleuchtung-superspar-laternen-erobern-die-stadte/

SHEERWIND, o.J.: How INVELOX Works. Aufgerufen am 23.04.2016, http://sheerwind.com/technology/how-does-it-work

SOLARFASSADE.INFO, 2011: Format und Farbe. Stand 25.01.2011, Aufgerufen am 02.08.2016, http://images.google.de/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fwww.solarfassade.info%2Fimg%2Fgrundlagen%2Ffarbeispiele_solarzellen.jpg&imgrefurl=http%3A%2F%2Fwww.solarfassade.info%2Fde%2Fgrundlagen%2Fkomponenten%2Fformat_farbe.php&h=257&w=400&tbnid=IPQqAYjZXvzd0M%3A&docid=Y4cZYE9LULRkGM&ei=n0OgV6KYH8zkUbKwoYgN&tbm=isch&client=firefox-b&iact=rc&uact=3&dur=1211&page=1&start=0&ndsp=26&ved=0ahUKEwji4-L-kqLOAhVMchQKHTJYCNEQMwgqKAYwBg&bih=707&biw=1525

SOLARSERVER, 2014: Konzentrator-Photovoltaik: US-Laboratorium NREL entwickelt Stapel-Solarzelle mit 45,7 % Wirkungsgrad. Stand 18.12.2014, aufgerufen am 02.08.2014, http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-

2014/2014/kw51/konzentrator-photovoltaik-us-laboratorium-nrel-entwickelt-stapel-solarzelle-mit-457-wirkungsgrad.html

SOLARSERVER, 2016: BMW-Autohäuser zeigen transparente Photovoltaik-Technologie von Ubiquitous Energy. Stand 15.06.2016, aufgerufen am 02.08.2016, http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2016/kw24/bmw-autohaeuser-zeigen-transparente-photovoltaik-technologie-von-ubiquitous-energy.html

SOLARSERVER, 2016: imec und seine Solliance-Partner präsentieren erstes semi-transparentes Perowskit-Modul. Stand 30.05.2016, aufgerufen am 02.02.2016, http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2016/kw22/imec-und-seine-solliance-partner-praesentieren-erstes-semi-transparentes-perowskit-modul.html

SPIEGEL ONLINE, 2011: Solarenergie: Farbe verwandelt Licht in Strom. Aufgerufen am 01.08.2016, http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/solarenergie-farbe-verwandelt-licht-in-strom-a-805408.html

SPIEGEL ONLINE, 2014: Erneuerbare Energie: Forscher wollen Wärmestrahlung der Erde anzapfen, Stand 04.03.2014, aufgerufen am 02.08.2016, http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/erneuerbare-energie-waermestrahlung-der-erde-anzapfen-a-956663.html

STOLLER, D., 2016: Frankreich baut 1000 Kilomerer Solarstraßen. Stand 09.02.2016, aufgerufen am 26.04.2016, http://www.ingenieur.de/Themen/Erneuerbare-Energien/Frankreich-baut-1000-Kilometer-Solarstrassen

TRISKO, A., 2016: Gewaltige Windturbinen produzieren bis zu 50 Megawatt Energie. Stand 30.01.2016, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.trendsderzukunft.de/gewaltige-windturbinen-produzieren-bis-zu-50-megawatt-energie/2016/01/30/

UMWELTBUNDESAMT, 2013: Lärm von Windenergieanlagen. Stand 08.07.2013, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/nachbarschaftslaerm-laerm-von-anlagen/laerm-von-windenergieanlagen

UMWELTBUNDESAMT, 2015: Oberflächennahe Geothermie: Welche Auswirkungen hat sie? Stand:14.07.2015, aufgerufen am 27.04.2016, http://www.umweltbundesamt.de/themen/oberflaechennahegeothermie-welche-auswirkungen-hat

VOGERL, A. & POPP, P., 2014: Terra Cool – Wirtschaftliche Nutzung der Kühlwirkung des Bodens.Geothermische Energie Heftnummer 79. 4-5.

WEBER, T., 2016: Turbine vor dem Schwimmabzeichen. Stand 29.06.2016, aufgerufen am 04.08.2016, http://www.erneuerbareenergien.de/turbine-vor-dem-schwimmabzeichen/150/434/96226/

WILLMROTH, J., 2014a: Studie: Fliegende Windturbinen könnten globalen Stromverbrauch decken. Stand 02.05.2014, aufgerufen am 23.04.2016, http://green.wiwo.de/studie-fliegende-windturbinen-koennten-die-ganze-welt-mit-strom-versorgen/

WILLMROTH, J., 2014b: Fliegendes Kraftwerk: Windturbine schwebt in 300 Meter Höhe. Stand: 31.03.2014, aufgerufen am 23.04.2016, http://green.wiwo.de/innovation-neuartige-windkraft-anlage-schwebt-in-300-meter-hoehe/

WINDKRAFT-JOURNAL, 2014: Energiedrachen deutlich günstiger als Windräder, Bau der erste X-Wind Anlage. Stand 11. Juni 2014, aufgerufen am 23.04.2016, http://www.windkraft-journal.de/2014/06/11/energiedrachen-deutlich-guenstiger-als-windraeder-bau-der-ersten-x-wind-anlage/53374

WINDWHEEL CORPORATION, o.J.: Sustainable Icon, aufgerufen am: 28.04.2017, http://dutchwindwheel.com/en/sustainable-icon

WINTERS, A., 2011: Feasibility Study of an EWICON System using the Self Adjusting Multi-nozzle Electrospray Technique. Durchführbarkeitsstudie, Delft University of Technology.

WIRED MAGAZINE (Hrsg.), 2003: Bladeless wind turbine produces energy with no moving parts, Stand: 03.04.2014, aufgerufen am: 02.05.2016, http://www.wired.co.uk/news/archive/2013-04/3/bladeless-wind-turbine-ewicon

WIRED MAGAZINE (Hrsg.), 2015: The future of wind turbines? No blades, Stand: Mai 2015, aufgerufen am 28.04.2017, https://www.wired.com/2015/05/future-wind-turbines-no-blades/#slide-1

X-Wind Powerplants UG, 2018: Erzeugung erneuerbarer Energien nach dem X-Wind-Prinzip. Stand 01.02.2018, aufgerufen am 17.08.2018, https://www.x-wind.de

6 Externe Gutachten

Die im Folgenden aufgeführten externen Gutachten wurden im Rahmen des Projektes erarbeitet und in zwei Expertenworkshops mit weiteren Teilnehmenden diskutiert. Ziel war es, die technischen Weiterentwicklungen bis zum Jahr 2050 abzuschätzen und diese in die Szenarien mit einzubeziehen.

Wir danken allen Autorinnen und Autoren sowie den Diskutantinnen und Diskutanten herzlich für ihr Engagement und die Unterstützung unserer Arbeit.

6.1 Oberflächennahe Geothermie aus dem Jahr 2050 bis heute. Erwartete Energieeffizienz, Kombination mit anderen Techniken, Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen und energetisches Potenzial (BERTRAM, E. 2017)

6.2 Photovoltaik zum Workshop I – Schwerpunkt Technologieentwicklung bis 2050 für das Projekt „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050“ (BRENDEL, R. & NIEPELT, R. 2016)

6.3 Photovoltaik im städtischen Raum (EICKER, U. 2016)

6.4 Rechtliche Rahmenbedingungen der Umsetzung naturschutzkonformer Erzeugung von 100% erneuerbarer Energien bis 2050, insbesondere durch die Raumordnung und das EEG 2016 (GERMELMANN, C. F. 2017)

6.5 Speicherung elektrischer Energie: technische Möglichkeiten, Potentiale und künftige Entwicklungen (HANKE-RAUSCHENBACH, R. 2016)

6.6 Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050. Thema: Supraleitung und Netzausbau (NOE, M., GOLDACKER, W., HOLZAPFEL, B., KOTTONAU, D., GEISBÜSCH,J. 2016)

6.7 Entwicklung der Geothermie bis zum Jahr 2050 hinsichtlich erwarteter Energieeffizienz, Kombination mit anderen Techniken und Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen (OPPELT, J. F. & REINICKE, K. M. 2017)

6.8 Abzusehende Entwicklungen in der Windenergie bis 2050 in Bezug auf Belange des Naturschutz‘ (STOEVESANDT, B. & SCHRAMM, M 2016)

IMF

INGENIEURGESELLSCHAFT
MEINHARDT FULST

OBERFLÄCHENNAHE GEOTHERMIE AUS DEM JAHR 2050 BIS HEUTE

Erwartete Energieeffizienz, Kombination mit anderen Techniken, Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen und energetisches Potenzial

Hannover; den 27.01.2017 –Kommentarversion

Technische Gebäudeausrüstung | Industrielle Versorgung | Facility Management | Schwimmbadtechnik | Alternative Energien

Auftraggeber:

Leibniz Universität Hannover
Institut für Umweltplanung
Herrenhäuser Str. 2
30419 Hannover

Ersteller
Dr. Ing Erik Bertram
Völgerstraße 8a
30519 Hannover
Ingenieurgesellschaft Meinhardt Fulst

Hannover; den 27.01.2017 –Kommentarversion

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis 3
1 Aufgabenstellung 4
2 Grundlagen und Begriffsklärung 4
2.1 Technische Nutzung oberflächennaher Geothermie 4
3 Erwartete Energieeffizienz und technische Entwicklung 5
4 Kombination mit anderen Techniken 8
5 Vermeidung von Umwelteinwirkungen 9
5.1 Erdkollektoren 9
5.2 Erdwärmesonden 10
5.2.1 Naheinfluss von Temperatureinwirkungen 10
5.2.2 Ferneinfluss von Temperatureinwirkungen 10
5.3 Rückbau von Anlagen 11
6 Potenzial Oberflächennahe Geothermie 11
6.1 Definition des Geothermischen Potenzials 11
6.2 Strukturelle und Ökologische Nutzungseinschränkungen 12
6.3 Technischen Anwendbarkeit 13
6.4 Oberflächennahe Geothermie 2017 und Potenzial 14
Literatur 16

1 Aufgabenstellung

Der vorliegende Bericht betrachtet die Anwendung Oberflächennaher Geothermie im Hinblick auf die resultierenden Umweltauswirkungen. Betrachtungsgegenstand ist dabei die zunehmend verbreitete Anwendung von oberflächennaher Geothermie mit Erdreichwärmetauscher bis 400 m Teufe in Deutschland. Der Blickwinkel richtet sich vom Jahr 2050, also vom fast vollständigen Ausbau mit erneuerbaren Energien und einer hohen Verbreitung Geothermischer Anlagen auf die heutige Situation.

Kein Bestandteil dieser Studie sind:

- Natürliche Wärmetauscher, wie sie in natürlichen Gewässern gesehen werden können
- Stark regional begrenzte Sondernutzungen, wie z.B. Grubenwassernutzung, geschlossene Wärmetauscher in Fließgewässern
- Tiefengeothermische Nutzung
- Geothermische Speicher, da diese eine wichtige Speicherlösung jedoch keine Energiequelle darstellen
- Umweltauswirkungen durch Bohrungen oder oberflächennahe Erdarbeiten, die im Zusammenhang mit der Errichtung der Erdwärmesonden stehen

2 Grundlagen und Begriffsklärung

2.1 Technische Nutzung oberflächennaher Geothermie

Bei der technischen Nutzung von oberflächennaher Energie wird mit dem Untergrund Wärme ausgetauscht, was in der Folge zu einer Temperaturänderung im Untergrund führt. Die Systeme lassen sich durch die folgenden Eigenschaften in Anlehnung VDI 4640-2 [1] charakterisieren.

- In **offenen Systemen** (Brunnenanlagen) wird dem Untergrund Wasser entzogen, das entnommene Wasser abgekühlt oder aufgewärmt und dem Grundwasser wieder zugeführt.
- In **horizontalen Erdreichkollektoren** wird ein künstlich eingebrachter Erdreichwärmetauscher unterkühlt und entzieht dem Untergrund Wärme. Zahlreiche Sonderbauformen wie z.B. Grabenkollektoren, Spiralkollektoren oder Erdwärmekörbe können dieser Gruppe hinzugezählt werden, da der Wärmeentzug in der Regel unterhalb von 5 m Tiefe erfolgt und auch mit dem Temperaturregime in diesen Tiefen verknüpft ist. Der Einfluss auf das Temperaturregime ist groß und umfasst die Erdreichabkühlung in den Frostbereich, bleibt aber in der Regel auf das Grundstück beschränkt.
- Mit **vertikalen Erdwärmesonden** werden durch eine Bohrung linienförmige Wärmetauscher in Teufen bis 400 m eingebracht. Am weitesten verbreitet sind Doppel-U-Rohr Erdwärmesonden von 50 bis 150 m Teufe. Der Raum zwischen der Bohrung und der Sonde wird in der Regel mit einem frostbeständigen Spezialverfüllbaustoff, (Zement-/ Betonitgemisch), abgedichtet. Abgesehen von der Bohrung ergibt sich der Einfluss der

geothermischen Nutzung vor allem auf das Temperaturregime des Untergrunds. Der Einfluss teilt sich dabei in den Nah- und den Fernbereich der Sonde.

Im Nahbereich liegt der Einfluss nur selten und kurzfristig unterhalb der Frostgrenze.

Im Fernbereich der Erdwärmesonde kommt es im Gegensatz dazu zu kleinen Temperaturänderungen. Diese Einflüsse sind jedoch sehr langfristig mit typischen Zeitkonstanten von 20-40 Jahren für Einzelsonden und weitreichenden Einflüssen wesentlich weiter als 10 m [2][1]. Typische Belastungen ohne Grundwasserverschleppung liegen außerhalb von 1 m Radius bei +/-6 K und ab einem 20 m Radius sogar unter +/-2 K. Mit Grundwasserströmen kann es jedoch zu Verschleppungen bis über 100 m kommen z.B. [3 S. 55 und S. 43].

- Oberflächennahe Geothermie kann als Wärme- und Kältequelle **direkt und/oder indirekt** durch eine Wärmepumpe genutzt werden. Bei der direkten Nutzung sind Erdreich- und Nutztemperaturniveau annähernd gleich (Anwendungsbeispiele freie Kühlung, Frostfreihaltung, Saisonalspeicher). Bei indirekter Nutzung erfolgt eine Verschiebung der Temperaturniveaus zwischen Nutzung und Anwendung durch eine Wärmepumpe/Kältemaschine (Anwendungsbeispiele: Aktive Kühlung, Wärmepumpen Heizbetrieb). Die Nutzung der Erdwärmesonde ist dementsprechend stark mit einer spezifischen Anwendung verknüpft.
- Die Nutzung von oberflächennaher Geothermie ist immer mit einem Energieaufwand, dem Verbrauch von Strom verbunden. Das Verhältnis von elektrischen Pumpen- und Wärmepumpenstrom zum Nutzen aus Wärme oder Kälteenergie wird üblicherweise mit der Jahresarbeitszahl charakterisiert. Der Aufwand bzw. der elektrische Verbrauch steigt dabei sehr stark mit der Differenz zwischen Nutz- und Anwendungstemperaturniveau[2].

3 Erwartete Energieeffizienz und technische Entwicklung

Die Vorteile oberflächennaher Geothermie bestehen in der Nutzung von großen Mengen Wärme auf einem Temperaturniveau unabhängig von der Außentemperatur.

Entsprechend ist der wesentlicher Vorteil der geothermischen Energienutzung die gleichbleibend hohe elektrische Effizienz von Wärmepumpenanwendungen unabhängig von der Außentemperatur. Die vorteilhafte und sinnvolle Nutzung Geothermischer Wärme ist folglich mit den vorherrschenden klimatischen Verhältnissen verknüpft.

Das maximal erreichbare Nutztemperaturniveau von geothermischer Anlagen ist die Temperatur des Untergrundes in der Regel 10-14°C. Das heute erreichte Temperaturniveau ist jedoch nur 8-6 K unterhalb der ungestörten Erdreichtemperatur, dem theoretisch erreichbaren Maximum. [[4

[1] Der Temperaturanstieg erfolgt an einen geometrieabhängigen, asymptotischen Grenzwert. Nach 20-40 Jahren ist die langfristige Temperaturänderung jedoch so klein, dass sie üblicherweise als stationär angesehen können.

[2] Einzig bekannte Ausnahme zum parasitären, elektrischen Verbrauch stellen geothermische Niedertemperaturanwendungen mit heat-pipes dar (Weichenheizung, Fundamentkühlung in Permafrostböden).

S. 93/S. 94],[3 S. 55]]. Mögliche Verbesserung der Temperatur und damit Effizienzverbesserungen sind entsprechend gering.

Der Fokus aktueller technischer Entwicklungen bei der Erschließung von geothermischer Energie liegt vor allem in der Senkung der Kosten bei der Errichtung, der Planung, dem optimierten Teillastbetrieb der Sonde und der systemseitigen Erweiterung und Optimierung von Anwendung z.B. optimierten Wärmepumpensystemen. Dieser wird vor allem voraussichtlich durch eine fortschreitende Standardisierung und Weiterentwicklung der gängigsten Systeme (Erdwärmesonde, Erdkollektor, Brunnensysteme) stattfinden.

Im Folgenden wird versucht ein Überblick auf absehbare aktuelle technische Entwicklungen von oberflächennahen geothermischen Komponenten und Systemzusammenhängen zu geben, die sich bis zum Jahr 2050 ergeben.

- Zukünftig werden **modulierende Wärmepumpen** zu geringeren Temperaturspitzen führen. Heutige Wärmepumpen takten in der Regel (unterschiedlich lange An-/ Auszyklen), um eine bestimmte Wärmemenge bereitzustellen. Im Gegensatz dazu verringert die modulierende Leistungsanpassung, die Leistungsspitzen einer Wärmepumpe, indem Wärme über einen längeren Zeitraum genau entsprechend dem Bedarf entzogen wird. Dies ist bei Luftwärmepumpen bereits heute die Regel. In der Konsequenz kommt es zu höheren Nutztemperaturen und geringeren Temperaturspitzen. Dies führt zu einer Verminderung von Frost-Tau-Zyklen im Erdwärmesondenkern und damit zu einer geringeren Belastung der Bohrlochverfüllung und der Abmilderung von Extremtemperaturen im Nahbereich. EWS/Koll
- Durch die gleichzeitige bzw. saisonal verschobene Nutzung von Geothermie zum Heizen und Kühlen können wesentliche Effizienzsteigerung und Kostenvorteile erzielt werden. Besondere Nutzungsvorteile ergeben sich vor allem bei großen Geothermieanlagen mit saisonal verschobenen Nutzung von Erdwärme im Jahresverlauf. Dies können beispielsweise Anlagen zum Heizen und Kühlen oder Anlagen mit einem konstanten Serverkühlbetrieb und einer anderen Wärmeanwendung sein. Es ist davon auszugehen, dass sich an geeigneten Standorten ökonomisch besonders vorteilhafte Systemlösungen ergeben. Zu beachten ist dabei aber, dass der im langjährigen Mittel ausgewogene Wärmeentzug zu gewährleisten ist. EWS
- Durch die Bevölkerungszunahme in Städten gibt es die Tendenz zu kleineren Grundstücken mit Erdwärmesonden, denn die Grundstücksgröße der meisten Neubaugrundstücke ist oft nicht zur Versorgung über einen Erdkollektor ausreichend. In diesem Zusammenhang steht auch die Entwicklung von Erdkollektorbauformen, die größere Tiefen und einen geringeren Flächenverbauch aufweisen, wie z.B. Spiralkollektoren. Koll
- Zu Spitzenlastzeiten sind die Effizienzvorteile der Geothermie gegenüber anderen EWS

Wärmequelle wie Luft besonders hoch. Dies trifft sowohl im Winter bei hohem Wärmebedarf als auch im Sommer bei hohen Kühllasten zu. ([5 S. 97], [6, S 130]). Erste modellbasierte Rechnungen der Bundesdeutschen Versorgungs- und Verbrauchsstruktur suchen nach ökonomisch optimierten Lösungen im Jahr 2050. Diese Studie schlägt auf bundesweiter Ebene eine 50/50 Aufteilung zwischen Wärmepumpenerzeugungsystemen von Luft- und Geothermie vor. Eine weitergehende Bewertung im Dreieck Versorgungssicherheit-Wirtschaflichkeit-Ökologie im Jahr 2050 ist nicht bekannt. Für die Situation in 2050 ist aber davon auszugehen, dass zahlreiche Verbraucher mit hohen Gleichzeitigkeiten verknüpft sind. Dies ist bei Modellrechnungen z.B. mit bestimmten Wertigkeiten abzubilden. Energiepreise werden sich entsprechend zukünftig vermutlich zwischen den verschiedenen Wärmequellen unterscheiden. Als robuste Wetterunabhängige Wärmequelle wird Geothermie geringere Verbrauchskosten als Luftwärmepumpen aufweisen.

- Bessere Wärmepumpen führen bei konstantem Wärmeverbrauch zu einem höheren Anteil geothermischer Wärmeentzug aus dem Erdreich. Der Unterschied zwischen neuen und alten Wärmepumpen ist jedoch in der Regel gering und nimmt mit steigender Effizienz sogar noch ab. Bei einer Arbeitszahl von 4 stammen 75% der Wärme aus dem Erdreich. Eine Arbeitszahl von 5 ergibt 80% Erdwärmeanteil an der genutzten Wärme. Das Erneuern von Wärmepumpen in Altanlagen mit bestehenden Erdwärmesonden führt also in der Regel zu einem leicht höheren Wärmeentzug. Bestehende Praxisbeispiele zeigen aber keine problematische Temperaturentwicklung auf.
- Besonders erfolgreich erstellte und betriebene Anlagen an gut geeigneten Standorten werden zu einer Verdichtung von geothermischen Anlagen führen. Zu den begünstigenden Standortfaktoren zählen neben den geologischen Verhältnissen auch die Genehmigungspraxis, die Wärmebedarfsstruktur, die Planung, Bauherren und ausführenden Firmen.
- Oberflächennahe Geothermische Inselsysteme sind aktuell nur begrenzt vorhanden, können aber in der Zukunft eine Rolle vor allem für Anwendungen zur Frostfreihaltung spielen. Als Inselsysteme werden Systeme verstanden, die geothermische Wärme ohne Wärmepumpe und ohne Wechselwirkung zu anderen Systemen nutzen. Als Beispiele seien hier die geothermische Weichenheizung mit Heat-pipe Erdwärmesonden der Deutschen Bundesbahn und die Frostfreihaltung von Verkehrsflächen oder Hallen mit Erdwärmesonden ohne Wärmepumpe genannt. EWS
- Neben den drei geothermischen Hauptanwendungen, Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren und Brunnen werden vermutlich vermehrt weitere spezifische Erdwärmequellen entwickelt, deren zukünftige Marktanteile jedoch

schwer abzuschätzen sind. Dazu gehören geothermische Kollektoren unterhalb der Bodenplatte, Energiepfähle im Gründungsbereich und diverse Bauformen geothermischer Flächenheizung z.B. Grabenkollektoren und die Verbreitung von Erdwärmesondenfeldern, die über kalte Nahwärmenetze angebunden werden.

4 Kombination mit anderen Techniken

Oberflächennahe Geothermie wird im Zuge einer erneuerbaren Energieversorgung mit anderen regenerativen Quellen kombiniert werden. Aus den Kombinationen können sich sowohl Vor- als auch Nachteile und Nutzungskonkurrenzen ergeben. Einige Kombinationen werden im Folgenden bewertet:

- Photovoltaische Anlagen können mit Geothermieanlagen unproblematisch kombiniert werden. Die Kombination ist grundsätzlich sinnvoll, da der vor Ort erzeugte Strom über eine Wärmepumpe direkt in nutzbare Wärme umgewandelt werden kann und die elektrischen Netze entlastet. Dies führt ohne äußere Eingriffe zu einer Verringerung der elektrischen Residuallast. Weiterhin werden bereits heute technische Möglichkeiten zur Lastverschiebung durch Speicherung von Wärme in Warmwasserspeichern angeboten. Die verschobene Gleichzeitigkeit der Solarstromerzeugung ist aus dem Solarthermiebereich bekannt.

  Angebot und Nachfrage sind tendenziell gegenläufig: Solarstromspitzen treten vor allem im Sommer tagsüber auf, während die Bedarfsspitzen vorwiegend am Abend und im Winter auftreten. Der Kühllastfall bildet eine Ausnahme. Positiv auf regenerative Deckungsanteile wirkt sich die Speicherung von photovoltaisch erzeugtem Strom in Form von Wärme in Wärmespeichern oder im Gebäude aus. Das Solarstromangebot am Tag kann so gut mit der abendlichen Wärmebedarfsspitze kombiniert werden. Eine negative Auswirkung auf das Verhalten von Erdwärmesonden/-Kollektoren wird nicht erwartet.
- Systeme mit oberflächennaher Geothermie in Kombination mit Solarthermie erreichen sehr hohe Systemarbeitszahlen und auch geringe elektrische Spitzenlasten gegenüber anderen Wärmepumpensystemen [7194 ff]. In solchen kombinierten Systemen wird oberflächennahe Geothermie oft mit thermischer Regeneration über Solarwärme/Abwärmenutzung kombiniert, um die Anlage kleiner auszulegen und/oder mit höherer Effizienz zu betreiben. Hier ergeben sich Vorteile bei solarthermischen Anlagen infolge von Stagnationskühlung. Durch den solaren Wärmeeintrag können sich sowohl hohe kurzzeitige Temperaturspitzen im Nahbereich von Sonden oder Brunnen oder langfristige Änderungen in der Wärmebilanz der Erdwärmesonde ergeben.

  Einen Sonderfall stellen PVT- Kollektoren dar. PVT-Kollektoren wandeln Solarstrahlung gleichzeitig in Wärme und elektrischen Strom um. Durch die Kombination von PVT-Kollektoren mit oberflächennaher Geothermie kann der elektrische Solarertrag durch Wärmeabfuhr gesteigert und gleichzeitig das Erdreich regeneriert werden. Die Vor- und

Nachteile durch den solaren Wärmeeintrag ergeben sich entsprechend der thermischen Solarwärmenutzung s.o.

- Erdwärmesondenanlagen in Nachbarschaft zu anderen Erdwärmesondenanlagen. Eine Verdichtung von Erdwärmesondenanlagen in Räumen mit positiven Standortfaktoren ist, wie bereits bemerkt, eine Anlagenverdichtung absehbar. In diesen Bereichen kommt es zur Überlagerung von Temperaturwirkungen im Fernbereich der Sonden und einer langfristigen Temperaturentwicklung des Untergrunds. Bei unausgeglichenem Wärmehaushalt kommt es langfristig zu einer massiven Absenkung oder Erwärmung der Temperaturen im Untergrund. Bei einer räumlichen Übernutzung der Erdwärme dürfen keine weiteren Anlagen in Betrieb genommen werden. Ein übergreifendes Lastmanagement ist erforderlich.

5 Vermeidung von Umwelteinwirkungen

5.1 Erdkollektoren

Im ordnungsgemäßen Betrieb bestehen die Auswirkungen auf die Umwelt vor allem durch Bodenunterkühlung und ggf. einer Eisbildung zu Frühlings/Winterzeiten. Dies führt zu Verschiebung der Vegetationszeiten von einigen Tagen bis max. 2,5 Wochen [8 S. 130].

Die Errichtung des Erdwärmekollektors ist mit einem großflächigen Bewegen von Boden verbunden. Eine Alternative stellt die tiefere Erschließung z.B. mit Erdkörben dar, die tiefere Bodenschichten betreffen, sich jedoch auf weniger Fläche beschränken und somit die Temperatureinwirkung auf die Umwelt verringern. Weiterhin kann dem Temperatureinfluss im Boden durch eine Verbesserung des Kleinklimas entgegengewirkt werden (z.B. Windschutz oder Trockensteinmauern [8 S. 131]). Untersuchungen zur Überlagerung von Temperatureinflüssen auf das umgebende Mikroklima bei flächendeckender Verbreitung liegen nicht vor, sind jedoch vorstellbar.

Im nicht ordnungsgemäßen Betrieb bestehen Umweltauswirkungen in einer Überlastung oder in Leckagen. Bei der Überlastung der Erdwärmekollektoren kommt es zur Unterkühlung des Bodens bis hin zur Bildung von Permafrostboden in Extremfällen. Leckagen sind kaum bekannt jedoch durch Materialermüdung, Erdarbeiten oder extreme Fälle von Wurzelwuchs gut vorstellbar. Eine Leckage führt dann zur Freisetzung von Wasser-Glycol-Mischungen in den Boden. Leckagen in Anlagen mit direktverdampfenden Erdkollektoren führen zu einer Freisetzung des Kältemittels- umweltverträgliche Klimamittel, z.B. CO_2, solcher Anlagen sind entsprechend obligatorisch. Zur Vermeidung von Leckagen sollten Erdkollektoranlagen grundsätzlich und Havariefälle insbesondere erfasst werden. Der verbindliche Einbau und die jährliche Kontrolle und Dokumentation eines Druckwächters und des ggf. nachgefüllten Glycol/Kältemittelgemisches sind in diesem Zusammenhang sinnvoll, um vor allem

Materialermüdungen oder Undichtigkeiten mit fortschreitendem Anlagenalter rechtzeitig entgegen arbeiten zu können.

5.2 Erdwärmesonden

5.2.1 Naheinfluss von Temperatureinwirkungen

Im Nahbereich um die Erdwärmesonde unter <1 m treten kurzzeitig und lokal starke Änderungen der Temperatur auf, die bei typischen Anlagen im Bereich von ca. +/- 10 K liegen [3, S. 55]. Die absoluten Temperaturen sind jedoch im Einzelfall immer von der Auslegung, der ungestörten Erdreichtemperatur und der Nutzung abhängig. Relevante Umweltauswirkungen gehen in diesem Temperaturbereich vor allem durch Frost Tau-Zyklen oder eine lokale Temperaturerhöhung in für das Grundwasser hygienisch kritische Bereiche aus.

Der Temperatureinfluss von Erdwärmesonden im Nahbereich unter <1 m Abstand der Sonde ist bei Anlagen mit reinem Entzug meist oberhalb von 0°C in der Rücklauftemperatur der Sole. Ein Auffrierung durch intensive Frost-Taus-Zyklen ist in der schützenden Betonitverfüllung nicht wahrscheinlich, bzw. wird durch Vorgabe entsprechend getesteter Materialen ausgeschlossen.

5.2.2 Ferneinfluss von Temperatureinwirkungen

Die dauerhafte Nutzung von Erdwärmesonden führt zu weitreichenden Temperatureinwirkungen auf den Untergrund weit über die Grundstücksgrenze hinaus. Notwendige Bedingung für eine Fernwirkung ist der dauerhaft unausgeglichene Wärmeentzug aus dem Erdreich. Vor dem Hintergrund müssen diese Wechselwirkungen regional unbedingt berücksichtigt werden, um eine unzulässige Temperaturentwicklung zu verhindern. Kritische Temperaturentwicklungen ergeben sich durch die großen Wärmekapazitäten oft erst über Zeiträume jenseits von 10 Jahren.

Der induzierte Temperatureinfluss kann sogar erwünscht sein. So ist eine moderate Abkühlung des Untergrundes erwünscht an Standorten mit antropogen erwärmten Untergrund. Hier kann ein Wärmeentzug zur Beheizung einer aus Sicht der Grundwasserhygiene kritischen Temperaturentwicklung entgegenwirken. Dies ergibt sich oft unter dicht besiedelten Räumen in Großstädten.

Eine verknüpfende Betrachtung von Einflüssen einzelner Anlagen findet zurzeit auf übergeordneter Planungs- oder Genehmigungseben nicht statt. Grundsätzlich sollten aber bei Berücksichtigung solcher Planung auf übergeordneter Ebene durch die langen Nutzungsperspektiven unbedingt ein Monitoring der Anlagen und eine Fortschreibung z.B. eines Geothermiekatasters auf Basis real gemessener Energiemengen und/oder Tempertaturen erfolgen. Durch das physikalisch ähnliche Verhalten von Erdwämesonden zu

Grundwasserbrunnen ist von einer guten Übertragbarkeit von Instrumenten zur Regelung der Grundwasserentnahme/zufuhr zum Erdwärmemanagement auszugehen.

5.3 Rückbau von Anlagen

Erdwärmesonden und Erdkollektoren verfügen über eine sehr lange Lebensdauer und sollen durch Verfüllung nach einer Lebensdauer von 50 bis 100 Jahren mit der Verfüllung von Betonit oder durch eine Wasserbefüllung und anschließendem Verschweißen außer Betrieb genommen werden. Die typisch im Boden und Untergrund verbleibenden Materialien bestehend aus Polyethylen und Betonit. Aufgrund der langen Lebensdauern sind Langzeiterfahrungen und die technische Umsetzung allerdings zurzeit nicht vorhanden und verbreitet.

6 Potenzial Oberflächennahe Geothermie

6.1 Definition des Geothermischen Potenzials

Das Potenzial von erneuerbaren Energien unterliegt in der praktischen Anwendungen verschiedenen Einschränkungen. Zur Beschreibung des geothermischen Potenzials wird dabei die Definition für technische Potenzial erneuerbarer Energien nach [9 S. 4] verwendet. Hiernach schränkt sich das technische Potential von erneuerbaren Energien durch Restriktionen aus drei Bereichen ein:

- **Technische Anwendbarkeit** ergibt sich für oberflächennahe Geothermie insbesondere durch die verfügbaren Temperaturniveaus für Wärme- und Kälteanwendungen. Zurzeit kann davon ausgegangen werden, dass Niedertemperatursysteme Voraussetzung für den energetisch sinnvollen Einsatz sind. Weitere Limitierungen bestehen durch Konkurrenztechnologien z.B. freie Kühlung oder Kraftwärme-Kopplung.
- **Strukturelle Nutzungseinschränkungen** ergeben sich in erster Linie dadurch, dass geothermische Wärme immer nur an dem Ort gewonnen werden kann, an dem sie auch verbraucht wird und dort Geothermie nur eingeschränkt nutzbar ist.
- **Ökologische Restriktionen** ergeben sich vor allem durch den Grund- und Trinkwasserschutz

Entsprechend ergibt sich das technische Potenzial für oberflächennahe geothermische Energie aus dem Gesamtwärmebedarf reduziert durch die aufgeführten Einschränkungen. Vereinfachend kann die Einhaltung der strukturellen und ökologischen Einschränkungen als ein Kriterium zusammengefasst werden. Sie wird in der Regel durch die Landesämter definiert und überwacht. Eine Darstellung des sich ergebenden Potenzials findet sich Abbildung 6-1. Die technischen Anwendungseinschränkungen ergeben sich durch die Wärme- oder Kälteverteilung.

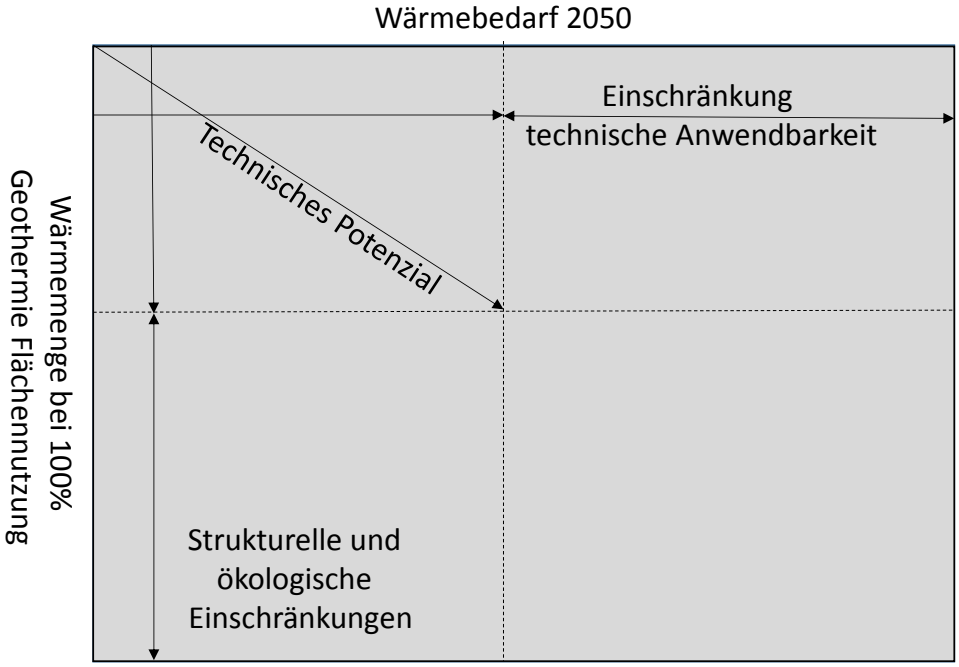


Abbildung 6-1 Bestimmung des technischen Potenzials oberflächennaher Geothermie aus dem zukünftigen Wärmebedarf 2050 und den Einschränkungen, die sich aus den Einschränkungen der technischen Anwendbarkeit und den ökologisch, strukturellen Einschränkungen ergeben.

6.2 Strukturelle und Ökologische Nutzungseinschränkungen

Aufgrund von hydrogeologischen und standorttypischen Besonderheiten ergeben sich Nutzungseinschränkungen für den Einsatz oberflächennaher Geothermie, die durch die geologischen Landesämter in Zusammenarbeit mit den unteren Wasserbehörden koordiniert werden. Diese Einschränkungen werden als strukturelle und ökologische Einschränkung zusammengefasst in diesem Kapitel betrachtet.

Die strukturellen Einschränkungen eines Standortes ergeben sich durch:

- Trinkwasser-/Grundwasserschutz in hydrogeologisch kritischen Räumen
- Lagerstätten (Öl, Gas) in geringen Tiefen
- Sulfatgestein (Anhydrit)
- Altlasten
- Grenzabstände

Eine besonders unscharfe Nutzungsgrenze ergibt sich bei der Festlegung auf die zulässigen Temperaturen im Untergrund und den resultierenden erlaubten Betriebstemperaturen für das Erdwärmesondenfluid. Die Herausforderung ist besonders dadurch begründet, dass das Temperaturverhalten sehr unterschiedliche Zeitkonstanten und Wirkungsradien aufweist, dem kurzfristigem Naheinfluss und dem langfristigem Ferneinfluss.

6.3 Technischen Anwendbarkeit

Erhebliche Begrenzungen für die oberflächennahen Geothermie ergeben sich in der Anwendung durch die technische Anwendbarkeit. Diese besteht zum einen durch das mögliche Anwendungstemperaturniveau und zum anderen durch die Nachrüstbarkeit im Gebäudebestand. Die Erschließung von Wärmeanwendungen oberhalb von 50°C ist nur mit schmerzhaften Effizienzeinbußen verbunden und oberhalb von ca. 70°C sind Anwendungen technisch kaum vorhanden. Geringe aber typische und weit verbreitet Heizkörpervorlauftemperaturen oder Anwendungen im Wohnungsbestand, Gewerbebau und Industrie schließen eine Nachrüstung oberflächennaher Geothermie praktisch aus. Ein bestehendes Heizkörpersystem oder Wärmenetz kann prinzipiell durch einen hydraulischen Abgleich oder größere Heizkörper optimiert werden. In der Praxis wird der damit verbundene Kosten- und Umbaufwand jedoch häufig vermieden. Hohe Temperaturen und Warmwasseranwendungen sind also grundsätzlich nur sehr eingeschränkt oder nur in Spezialfällen geeignet für oberflächennahe Geothermie. Weiterhin sind für Sanierungen, Bestandserweiterungen und in Versorgungsbereichen mit technisch etablierten Lösungen und langsamen Entwicklungsgeschwindigkeiten und hohen Lebensdauern (Gewächshäuser, Werksnetze, etc.) von weiterhin bestehenden Anwendungseinschränkungen auszugehen. Eine Reduzierung der Einschränkung ist jedoch durch die gezielte Querschnittsförderung von Niedertemperatur/Low-Ex systemen möglich.

Die technischen Anwendungsbeschränkungen ergeben sich aus versorgungstechnischer Sicht auch zukünftig für die vorliegenden Wärme- und Kältesysteme.

- Kältenetze/Anwendungen mit Vorlauftemperaturen <12°C
- Hochtemperaturanwendungen mit Betriebsanwendungen >70°C
- Dezentrale Wohnungseinheiten und Bestandsbauten mit Hochtemperaturanwendungen[3]

Weiterhin werden aus ökonomischen Gründen besonders größere Geothermieanlagen bivalent ausgelegt, um hohe Laufzeiten der installierten Geothermieanlage in der Grundlast zu gewährleisten. Eine Kombination mit den meisten anderen regenerativen Erzeugern, die ebenfalls hohe Betriebszeiten verlangen, ist vermutlich auch perspektivisch nicht sinnvoll (Kraft-Wärme-Kopplung, Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, warme Nah- und Fernwärmenetze, Kombination mit freier Lüftkühlung, Pelletanlagen, ggf. weitere). Daraus ergibt sich keine

[3] Technisch sind hier verschiedene Lösungen zur Geothermienutzung grundsätzlich realisierbar. Für relevante Deckungsanteile müssten bei aktuellen Sanierungsraten jedoch bereits heute etablierte Systeme jenseits von Modellvorhaben zur Geothermieeinbindung z.B. in sanierten Mehrfamilienhäusern zur Verfügung stehen.

zwingende Einschränkung auf die Erdwärmesonden, schließt jedoch deren Verbreitung bzw. die technische Anwendung in der Praxis aus.

6.4 Oberflächennahe Geothermie 2017 und Potenzial

Für den aktuellen Zubau von Geothermischen Anlagen liegen Zahlen über durch Marktanreizprogramm und über die Landesämter vor. Nach dem Bundesverband Geothermie sind in Deutschland ca. 3.900 MW Leistung in 330.000 Anlagen installiert. Die bundesweit neu installierten Anlagen liegen bei 17.000 Anlagen pro Jahr (Stand 2015) [9]. Der Hauptteil der Anlagen sind dabei Kleinanlagen so liegt die Anlagenleistung pro Anlage zwischen 9…12 kW [10].

Das Potenzial von oberflächennaher Geothermie ist auf Bundesebene nicht bekannt. Bekannte Studien zur Beurteilung der erneuerbaren Energien verweisen lediglich auf die Wärmeanteile von Geothermie, ohne oberflächennahe Geothermie explizit auszuweisen. [10 S. 13] und [11 S. 196]. Die Nutzung von Kälte aus oberflächennaher Geothermie wird in keiner der Studien weiter betrachtet.

Die für den Einfamilienhausbereich oftmals von den Landesämtern veröffentlichten Karten für Geothermie zur Überschlägigen Bestimmung der Entzugsleistung sind nur eingeschränkt zur Bestimmung des technischen Potenzials geeignet. Die dort dargestellten Entzugsleistungen gelten für den unabhängigen Betrieb vieler Einzelanlagen ohne Wechselwirkungen zwischen den Anlagen im räumlichen Zusammenhang zu berücksichtigen.

Auf Landesebene werden jedoch Potenziale oberflächennaher Geothermie ermittelt. Die umfangreichste und qualitativ hochwertigste Studie zum Potenzial Oberflächennaher Geothermie in Deutschland ist auf Landesebne in NRW durchgeführt worden [12]. Dabei geht die Studie nach einem typischen Ansatz vereinfachend von Bohrungen von Erdwärmesonden in einem gleichmäßigen Rasterabstand von 10 m zwischen den Sonden aus und verteilt die Erdwärmesonden gleichmäßig über die mit sehr detaillierte Restriktionen belegten Flächen. Dies ist eine starke Vereinfachung. Insgesamt ist das methodische Vorgehen jedoch vorbildlich und vor allem gut nachzuvollziehen.

Bei der Bestimmung des Wärmebedarfs zeigen sich jedoch auch Schwächen vor allem aufgrund der schlechten Datenlage für Bestandsanlagen und zukünftig zu errichtende Gebäude. So wird für jedes bestehende Gebäude über durchschnittliche Laufzeiten die nutzbare Wärmemenge berechnet ohne die Machbarkeit für Geothermie zu prüfen. Dies bedeutet eine Überschätzung des Potenzials. Methodisch kann sich jedoch auch eine Unterschätzung aus kleineren Grenzabständen zur Grundstücksgrenze durch Regeneration oder Doppelnutzung zum Heizen

und Kühlen oder der gezielten Ansiedlung von Wärme/Kältenutzern in geeigneten Gebieten ergeben. Zusammenfassend bleibt demnach eine erhebliche Unsicherheit und zwar positiv als auch negativ für das berechnete Potenzial bestehen.

Literatur

1. Richtlinienreihe VDI 4640 - 2 Nutzung des Untergrunds. Beuth Verlag, Düsseldorf.
2. Kübert, Walker-Hertkorn: Grenzabstände bei Erdwärmesondenbohrungen. Ostbayrisches Technologie Transfer Institut, Bad Staffelstein (2008).
3. Walker-Hertkorn, S., Kuntz, D., Griebler, C., Kellermann, C., Stumpp, C., Hegler, F.: Auswirkungen thermischer Veränderungen infolge der Nutzung oberflächennaher Geothermie auf die Beschaffenheit des Grundwassers und seiner Lebensgemeinschaften – Empfehlungen für eine umweltverträgliche Nutzung. Umweltbundesamt (2015).
4. Miara, Günther, Kramer, Oltersdorf, Wapler: Wärmepumpen Effizienz Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Fraunhofer Institut für Solar Energiesysteme, Freiburg (2010).
5. Fraunhofer ISE, Fraunhofer IBP, Bergische Universität Wuppertal, Karlsruher Institut für Technologie, Universität Kassel: Leitfaden für das Monitoring der Demonstrationsbauten im Förderkonzept EnBau und EnSan, Fraunhofer, http://www.enob.info/fileadmin/media/Forschungsfelder/Begleitforschung_EnOB/Materialien_fuer_Projektteams/141021_EnOB_Leitfaden_Monitoring_x.pdf.
6. Bertram, E.: Heat Pump Systems with Vertical Ground Heat Exchanger and Uncovered Solar Thermal Collectors: Solar Ground Regeneration-Dynamic Simulation, Measurement and Dimensioning. MV-Verlag (2015).
7. Hadorn, J.-C.: Wiley: Solar and Heat Pump Systems for Residential Buildings - Jean-Christophe Hadorn. IEA (2015).
8. Erdkollektor+Garten_Endbericht_10_04_2006.pdf.
9. Nitsch, J., Trieb, F.: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger - Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Schwerpunkt Energietechnik Institut für Technische ThermodynamikAbteilung Systemanalyse und Technikbewertung (STB), Stuttgart (2000).
10. Wenzel, B., Nitsch: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. BMU (2009).
11. Beer, M., Corradini, R., Fieger, C., Gobmaier, Köll: Bericht Energiezukunft 2050. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München (2009).
12. Bracke, R., Rocholl, W., Schmidt, B., Bussmann, G., Eicker, T., Kelz, B.: Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 4 - Geothermie LANUV-Fachbericht 40 Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen Recklinghausen 2015. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV), Recklinghausen (2015).

Kurzgutachten Photovoltaik zum Workshops I – Schwerpunkt Technologieentwicklung bis 2050

für das Projekt „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050“

Rolf Brendel[1,2] und Raphael Niepelt[2]

[1]Institut für Festkörperphysik, Leibniz Universität Hannover
Appelstraße 2, 30167 Hannover

[2]Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, 38160 Emmerthal

1. September 2016

1 Einführung

Nach einer Einführung in die Photovoltaik (PV) beschreibt Kapitel 2 das Funktionsprinzip von Solarzellen, deren zentralen technischen Kenngrößen, und die Herstellung heute industriell gefertigter Zellen: Die den Wirkungsgrad limitierenden physikalischen Prozesse motivieren die in Kapitel 3 beschriebenen emergenten kristallinen Silizium- (c-Si)-Technologien, für die wir eine Marktrelevanz in 10 Jahren erwarten. Kapitel 4 bespricht zukünftige Technologieoptionen, für die wir eine Marktrelevanz in den kommenden 30 Jahren für möglich halten. Kapitel 5 diskutiert die Umweltaspekte der heutigen Technologien und adressiert diesbezügliche Veränderungen durch emergente und zukünftige Technologien.

Derzeit sind auf der Welt Photovoltaikmodule mit einer Nennleistung von insgesamt ca. 230 GW installiert [1]. Abbildung 1 zeigt, dass die weltweiten Installationen mit Wachstumsraten über 20% pro Jahr zunehmen [2]. Derzeit werden jährlich Solarzellen mit einer Nennleistung von ca. 50 GW hergestellt. Die „International Energy Agency“ (IEA) rechnet in ihrer Studie zur Photovoltaik [2] damit, dass die PV im Jahr 2050 einen Anteil von 16% des weltweiten Strombedarfs decken wird. Die Jahresproduktion soll bis 2025 auf 100 bis 150 GW steigen [2]. Der dann erwartete Umsatz mit PV-Systemen entspräche dann etwa 1/10 des Umsatzes der 20 größten Automobilhersteller. Dies zeigt, dass Photovoltaik von wirtschaftlich strategischem Interesse ist.

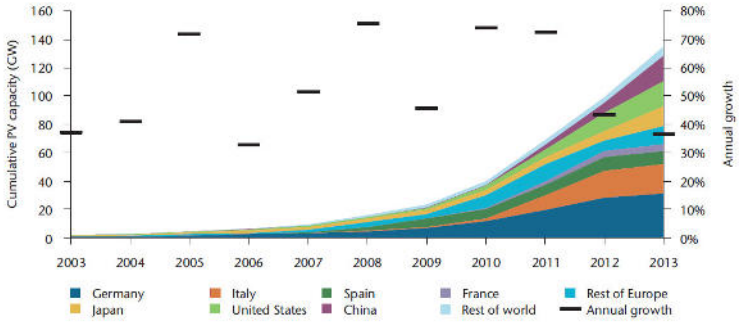


Abbildung 1: Historisches Wachstum der kumulierten weltweiten PV-Installationen. Abbildung aus Ref. [2].

Die Photovoltaik ist für die zukünftige CO_2-arme Energieversorgung der Welt wichtig. Das Einsparen fossiler CO_2-Emissinonen durch PV ist der wichtigste Umwelteinfluss dieser Technologie. Heute ist ihr großtechnischer Einsatz noch jung. Die Integration von hohen Photovoltaikleistungen, welche den momentanen Leistungsbedarf übersteigen, liegt als technische Herausforderung noch vor uns. Die PV unterscheidet sich in einigen Aspekten von denen konventioneller nicht-erneuerbarer Energiewandler. Einige dieser Aspekte sollen einleitend erwähnt werden.

1.1 Emissionsfreier Betrieb ohne bewegliche Teile

Der Betrieb der PV-Anlagen ist emissionsfrei. Das stromerzeugende PV-System hat keine beweglichen Teile. Deshalb wird kein Lärm emittiert und die Wartungskosten sind niedrig.

1.2 Flächenverbrauch

Aus der Energiedichte der Sonnenstrahlung leitet sich der im Vergleich zu konventioneller Energieversorgung hohe Flächenverbrauch der PV ab. Kapitel 5.1 geht hierauf näher ein. Photovoltaik mit niedriger Umweltwirkung zu betreiben bedeutet daher zwangsläufig Photovoltaik mit hohen Wirkungsgraden zu nutzen. Derzeitigen und zukünftigen Optionen für die Steigerung des Wirkungsgrades geben diese Ausführungen deshalb einen großen Raum.

1.3 Skalierbarkeit

Aus dem Flächenverbrauch ergibt sich der bevorzugte dezentrale Einsatz der Solarenergie auf andernfalls ungenutzten Gebäudedächern. Die Photovoltaik wird auf Leistungsskalen von mW (Uhren) bis 600 MW (PV-Kraftwerk, USA Rosamond, CA) betrieben. Der Einfluss der Anlagengröße auf die Stromerzeugungskosten ist bei der Photovoltaik klein. Die PV kann daher auch kleinteilig und nahe am Ort des Stromverbrauches wirtschaftlich eingesetzt werden. Es fallen dann keine Kosten für den Transport des Solarstroms über Leitungen an.

1.4 Solare Stromkosten in Deutschland

Heute betragen die Stromgestehungskosten für Photovoltaik in Deutschland 0,08 bis 0,12 €/kWh. Der untere Wert gilt für Freiflächenanlagen und der obere Wert für Kleinanlagen auf Wohnhäusern. Dezentraler PV-Strom ist daher für Kleinverbraucher kostengünstiger als konventioneller Strom. Dies gilt nicht für die Großindustrie, die den Strom an der Börse kauft oder selbst fossil erzeugt. Daher erwarten wir zukünftig einen Trend hin zu erhöhtem Selbstverbrauch von Solarstrom. Der Trend wird durch die schnelle Kostensenkung bei den Li-Ionenbatterien zukünftig stark unterstützt

werden. Das Erheben von Abgaben auf selbst erzeugten und verbrauchten Strom kann diesen Trend aufhalten. Dies ist aber nicht im Sinne einer zügigen Umsetzung der Energiewende.

1.5 Hohe Anzahl potentieller Betreiber

Die Anzahl der möglichen Betreiber von Photovoltaikanlagen ist sehr viel größer als bei zentralen konventionellen Kraftwerken mit großen Leistungen. Kleine Firmen und Privatleute können Photovoltaikanlagen kosteneffizient und ohne Fachkenntnis betreiben. Da diese Endkunden die Stromgestehungskosten aus einer Photovoltaikanlage mit dem hohen Endabnehmerpreis konventioneller Stromlieferung vergleichen, werden technologische Innovationen zunächst im Endverbrauchersegment rentabel. So wird ein Markt für innovative Technologie möglich, der eine Voraussetzung für die großskalige Verfügbarkeit neuer Technologien ist. Dies betrifft sowohl Innovationen bei den Solarzellen selbst als auch Innovationen für die Solarsysteme, in denen die Solarzellen eingesetzt werden.

1.6 Neue Photovoltaik-Systemtechnik mit Sektorkopplung

Während Photovoltaikanlagen in der Vergangenheit nur zur Stromerzeugung genutzt wurden und nicht selbst verbrauchten Strom in das Netzt einspeisten, werden zukünftig kombinierte Strom-Wärme-Versorgungssysteme an Bedeutung gewinnen. Mit diesen kann der Eigenverbrauchsanteil des Solarstroms deutlich erhöht werden. Die Umstellung der Wärmeversorgung von Wohngebäuden auf eine Versorgung durch erneuerbare Energien ist ein bedeutender Teilaspekt der Energiewende. Eine technologisch sehr attraktive Lösung zur Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien im Wohnbereich bietet der Einsatz von Wärmepumpen, die mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden (residential power-to-heat, RP2H). Ein kürzlich begonnenes Forschungsprojekt des ISFH hat schon jetzt gezeigt, dass sich in Hannover der Strom und Wärmebedarf einer Wohnfläche von 130 m^2 in einem Passivhaus mit einer 7 kW PV-Anlage im März 2016 zu 60% decken ließ. Das System verwendet eine 4 kW Luft-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit einem Batterie- und einem Wärmspeicher [3]. Indirekte Umwelteinflüsse der PV könnten sich aus der verstärkten Nutzung von Wärmepumpen ergeben, die Kältemittel verwenden und die im Fall von Luft/Wasser-Wärmepumpen auch Schall emittieren (Gebläse).

Auch die Kombination einer PV-Anlage mit einem Batteriespeicher und einem Elektroauto bietet Potential. Martanalysen zeigen, dass dieses System in Ländern mit hohen Endkundenpreisen für Strom wie Deutschland oder Spanien Speicher bereits ab 2020 ohne Einspeisevergütungen für den Endkunden wirtschaftlich attraktiv werden könnte [4].

1.7 Akzeptanz

Die Photovoltaik ist in Deutschland eine bei der Bevölkerung sehr beliebte erneuerbare Energietechnologie. Das gilt vor allem für PV auf dem Dach. In einer aktuellen Akzeptanzumfrage zur gesellschaftlichen Wahrnehmung der Energiewende erhielten auch Freiflächen-Photovoltaik-anlagen über alle Bevölkerungsgruppen vergleichsweise hohe Zustimmungsraten [5]. Einer PV-Freiflächenanlage in 500 m Entfernung vom Wohnort stimmten die Befragten häufiger zu als einer Windenergieanlage oder einem Netzausbau in der Nachbarschaft. Auch im Vergleich mit anderen erneuerbaren und fossilen Kraftwerken haben PV-Anlagen die höchsten Akzeptanzwerte [6].

1.8 Viele Technologieoptionen für zukünftige Weiterentwicklungen

Photovoltaikmodule enthalten Solarzellen. Diese können schon heute aus verschiedenen anorganischen oder organischen Materialien hergestellt werden. Marktübliche Solarzellen sind aus kristallinem Silizium (Si), aus Cadmiumtellurid (CdTe), aus Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS), aus amorphem Silizium (a-Si) oder aus diversen Materialkombinationen deren Komponenten aus der dritten und der fünften Hauptgruppe des Periodensystems stammen (III/V, z.B. GaAs). Für jedes dieser Materialien gibt es verschiedene konkurrierende Techniken zur Herstellung, Verarbeitung, Beschichtung und Metallisierung. Die große Zahl von Alternativtechnologien sichert den steten technologischen Fortschritt ab. Stößt ein Ansatz an Grenzen, kann diese Grenze wahrscheinlich mit einem Alternativansatz überwunden werden.

2 Heutige Photovoltaiktechnologie mit kristallinem Silizium

Mehr als 90% der heute installierten PV-Module nutzen Solarzellen aus kristallinem Silizium. Silizium war immer das marktführende Material. Abbildung 2 zeigt, dass die erreichten Wirkungsgrade in den verschiedenen Zellklassen in den letzten zwei Jahrzehnten ständig gestiegen sind. Der bisher höchste unabhängig bestätige Wirkungsgrad, der je mit einer kristallinen Siliziumsolarzelle unter der Beleuchtung mit Licht der Intensität von 1000 W/m^2 (eine Sonne) erreicht wurde, beträgt 25,6% [7]. Solche Zellen sind jedoch Laborzellen und derzeit noch nicht kostengünstig herstellbar. Sie weisen den Entwicklern aber die Richtung der Entwicklung für die Massenfertigung.

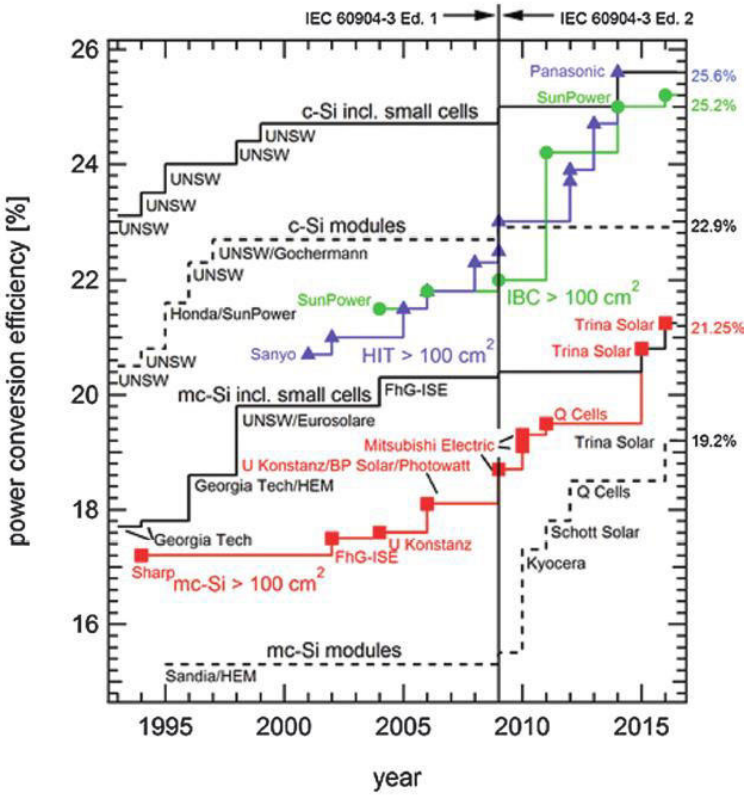


Abbildung 2: Entwicklung der Wirkungsgrade von Labor- und Industriesolarzellen aus kristallinem Silizium. Abbildung aus Ref. [8].

Wir konzentrieren uns in diesem Beitrag auf PV mit kristallinem Silizium, weil es noch viele Optionen für weitere Kostensenkungen gibt. Dies lässt erwarten, dass c-Si auch zukünftig den Weltmarkt dominieren wird. Es ist ein besonderer Vorzug von Siliziumsolarzellen, dass sie aus den drei häufigsten Elementen der Erdkruste bestehen können: c-Si als Absorber, Al als Kontaktmetall, und SiO_2 als oberflächenpassivierende Schicht. Diese Materialien sind nicht toxisch und gefährden die Umwelt nach Zellbruch oder Brand nicht.

Dem interessierten Leser seien Übersichtsartikel zur Photovoltaik mit kristallinem Silizium für ein vertiefendes Studium empfohlen [8-11].

2.1 Aufbau und Funktionsprinzip

Das Funktionsprinzip einer Siliziumsolarzelle ist in Abbildung 3 illustriert. Sonnenlicht fällt auf die Solarzelle. Ein Teil des Lichtes wird an den Kontaktfingern und an der Zellenoberfläche reflektiert. Diese und weitere optische Verluste gilt es zu minimieren. Durch den Einsatz einer Antireflexionsschicht aus Siliziumnitrid gelangt der Hauptteil des Lichtes in die kristalline Siliziumscheibe. Die optischen Absorptionseigenschaften des Siliziums limitieren den erreichbaren Kurzschlussstrom auf J_{sc} = 43,5 mA/cm². Das absorbierte Licht erzeugt Elektron-Loch-Paare im Halbleiter. Die Elektronen und die Löcher haben elektrochemische Energie, die der Solarstrahlung entstammt. Unter den Kontakten auf der Vorder-und auf der Rückseite der Zelle befinden sich speziell präparierte Bereiche, die nur Elektronen oder nur Löcher transportieren können. Auf der Vorderseite ist dies eine etwa 0,3 bis 0,5 µm dicke n-leitende mit Phosphor dotierte, kristalline Si-

Schicht. Sie lässt Elektronen hindurch und blockiert Löcher. Auf der Rückseite ist es eine etwa 5 bis 15 µm dicke p-Typ-leitende, mit Aluminium dotierte, kristalline Si-Schicht. Diese transportiert nur Löcher und blockiert Elektronen. Auf diese Weise wird die Richtung des Stromflusses festgelegt. Die dotierten Oberflächenschichten funktionieren also als Ladungsträger-selektive Membranen. An den Metallkontakten wird die elektrochemische Energie der Elektronen und Löcher in elektrische Energie umgewandelt.

Auf der Vorderseite bestehen die Kontakte hauptsächlich aus Silber und auf der Rückseite, bis auf kleine Lötflächen, aus Aluminium. Das Arbeitsvermögen der Elektronen und der Löcher an den Kontakten entspricht der Ausgangsspannung der Solarzelle. Eine einzelne Zelle erzeugt im Leerlauf eine Spannung zwischen 600 und 740 mV. Industrie-typische Solarzellen (nicht Module) mit diesem Aufbau erreichen Wirkungsgrade zwischen 17 % (multikristallines Si) und 20 % (monokristallines Si). Das entspricht in Mitteleuropa 170-200 W/m² zur Mittagszeit.

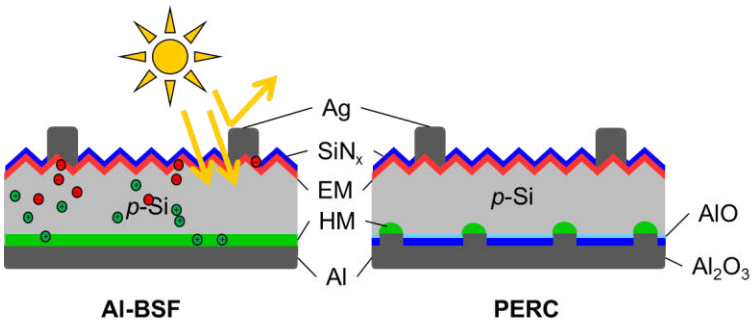


Abbildung 3: Funktionsprinzip einer Solarzelle. Links: c-Si Solarzellen mit ganzflächiger Löchermembran (HM), sogenannte Al-BSF-Zelle. Rechts: c-Si Zelle mit linienförmig ausgeführten Löchermembranen, sogenannte PERC-Zelle. Die HM ist Al-dotiertes c-Si, die EM besteht aus P-dotiertem c-Si.

2.2 Kennlinie und Verlustmechanismen

Neben den optischen Verlusten durch Nichtabsorption von Sonnenlicht wird der Wirkungsgrad einer Siliziumsolarzelle durch die Rekombination von Ladungsträgern reduziert. Ein Mindestmaß an Rekombination ist physikalisch unvermeidbar. Deshalb gibt es für Siliziumsolarzellen unter einer Sonne einen maximal erreichbaren Wirkungsgrad von 29,4% [12]. In der Praxis sind die Si-Kristalle nicht ideal. Verunreinigungen und Defekte im Volumen und an der Oberfläche führen zu Rekombination von Elektronen und Löchern, bevor diese die Kontakte erreichen. Die immer kostengünstigere Herstellung von kristallinem Silizium mit immer weniger Defekten ist ein wesentlicher Grund für den technologischen Fortschritt der letzten Jahre. So wurde sogenanntes „high performance“ multi-kristallines Si entwickelt, das weniger Versetzungen hat als bisher übliches Material. Rekombination findet auch an den Zelloberfläche statt, die deshalb mit passivierenden Beschichtungen versehen werden. Diese Schichten können leitfähig oder isolierend sein. Sind sie leitfähig, so spricht man von passivierenden Kontakten. Die dritte Klasse von Verlusten sind ohmsche Verluste, die durch elektrische Widerstände in den Solarzellen hervorgerufen werden. Sie sind von untergeordneter Bedeutung. Die Reduktion von Rekombinationsverlusten ist daher die wichtigste Aufgabe für die zukünftige weitere Verbesserung der Solarzellen.

Der Wirkungsgrad einer Solarzelle ergibt sich aus der Strom-Spannung (I-V)-Kennlinie

$$J = J_{sc} - J_i(V) - J_0\left(e^{\frac{q(V+J\,r_s)}{kT}} - 1\right), \tag{1.1}$$

die in guter Näherung mit dem Kurzschlussstrom J_{sc}, dem Rekombinationsstrom J_0 und dem Serienwiderstand r_s beschrieben werden kann. $J_i(V)$ beschreibt die technisch unvermeidbare Rekombination. Ein hoher Wirkungsgrad ergibt sich dann bei hohem Kurzschlussstrom und niedrigem Rekombinationsstrom sowie kleinem Serienwiderstand. Ein hoher Kurzschlussstrom von 39 bis 40 mA/cm² und ein nicht limitierender Serienwiderstand von 0,5 Ωcm² lassen sich technisch leicht erreichen. Daher konzentriert sich die Forschung aktuell auf die Reduktion des Rekombinationsstromes J_0, der heute der wichtigste Indikator für das Wirkungsgradpotenzial einer neuen Technologie ist. Der effektive gesamte Rekombinationsstrom

$$J_0 \approx J_{sc}\frac{1}{\mathrm{e}^{\frac{qV_{oc}}{kT}} - 1} \tag{1.2}$$

einer Solarzelle kann aus deren Kurzschlussstrom J_{sc} und deren Leerlaufspannung V_{oc} abgeschätzt werden. Der Rekombinationsstrom

$$J_0 = J_{0,f} + J_{0,r} + J_{0,b} \tag{1.3}$$

hat Beiträge $J_{0,f}$ von der Vorderseite, $J_{0,r}$ von der Rückseite und $J_{0,b}$ von der Rekombination im Volumen des c-Si. Der Beitrag des Volumens

$$J_{0,b} = q\frac{n_i^2}{N}\frac{W}{\tau} \tag{1.4}$$

hängt von der Ladungsträgerlebensdauer τ, der intrinsischen Ladungsträgerkonzentration $n_i = 0{,}83\times10^{10}\,\mathrm{cm}^{-3}$, der Volumendotierung N und der Elementarladung q ab. Abbildung 4 zeigt den nach (1.1) berechneten Wirkungsgrad als Funktion des Rekombinationsparameters J_0. Außerdem sind die Beiträge der Volumenrekombination für die Ladungsträgerlebensdauern τ = 100, 1000 und 10.000 µs gestrichelt eingetragen. Für Wirkungsgrade von 22% sollte der gesamte Rekombinationsstrom höchstens 200 fA/cm² betragen. Tragen Vorderseite, Volumen und Rückseite in etwa gleichermaßen zur Rekombination bei, so dürfen die Beiträge jeweils nur 70 fA/cm² sein. Dafür muss die Ladungsträgerlebensdauer des c-Si-Materials 1000 µs betragen. Für 25% Wirkungsgrad muss die Gesamtrekombination bei 60 fA/cm² liegen. Das lässt für jeden Beitrag nur etwa 20 fA/cm² zu. Dafür muss die Ladungsträgerlebensdauer im c-Si größer als 3000 µs sein. Die Entwicklungsaufgabe für zukünftige Si-PV-Technologien besteht im Hinblick auf den Wirkungsgrad also darin, die Rekombinationsbeiträge $J_{0,f}$, $J_{0,r}$ und $J_{0,b}$ soweit wie kostengünstig möglich zu senken.

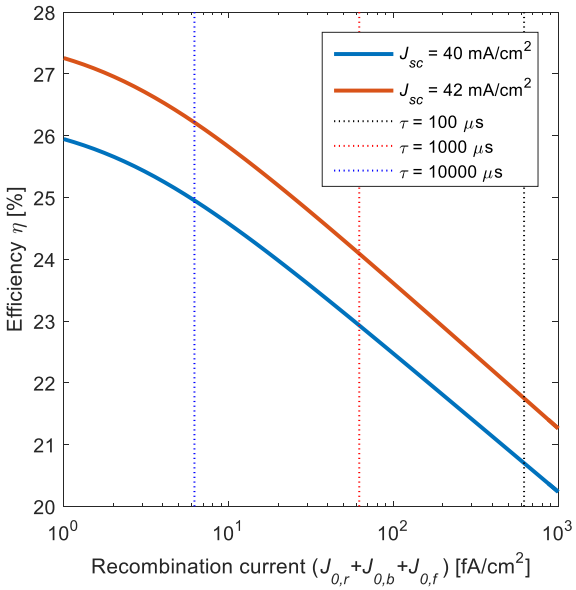


Abbildung 4: Wirkungsgrad nach (1.1)für Serienwiderstand r_s= 0,5 Ωcm² sowie verschiedene Kurzschlussströme J_{sc}. Volumenbeiträge zum Rekombinationsstrom sind für drei verschiedene Ladungsträgerlebensdauern und eine Dotierung von N = 3,2 10^{15} cm^{-3} eingetragen.

2.3 Marktführende Industriesolarzelle (Al-BSF-Zelle)

Herstellung kristalliner Silizium Solarzellen beginnt mit der Herstellung des Siliziumwafers. Diese ist in Abbildung 5 skizziert und besteht aus folgenden Schritten: (1) Quarzsand wird mit Kohlenstoff reduziert. So entsteht metallurgisches Silizium, dass (2) in einer fraktionierten Destillation zu hochreinem Tri-Chlor-Silan ($SiHCl_3$) wird. (3) Aus diesem werden U-förmige polykristalline Siliziumstäbe bei hohen Prozesstemperaturen erzeugt. (4) Das hochreine polykristalline Silizium wird dann geschmolzen und unter Zugabe eines Dotierstoffs (B oder P, Konzentration 10^{15} bis 10^{17} cm^{-3}) in einem Kristallisationsprozess über viele Stunden zu einem multi-oder monokristallinen Einkristall. (5) Die multi- oder monokristallinen Kristalle mit Abmessungen in der Größenordnung von einem Meter werden dann in etwa 180 µm dünne Siliziumscheiben zersägt. Dabei gehen etwa 40% des kristallinen Siliziums verloren. Dieser Materialverlust beim Sägen der Scheiben ist ein wichtiger Ansatzpunkt für zukünftige Prozessverbesserungen (s. Kapitel 3.4 auf S. 15). Die Siliziumherstellung ist der energieintensivste Teil der Prozesskette eines Photovoltaikmoduls.

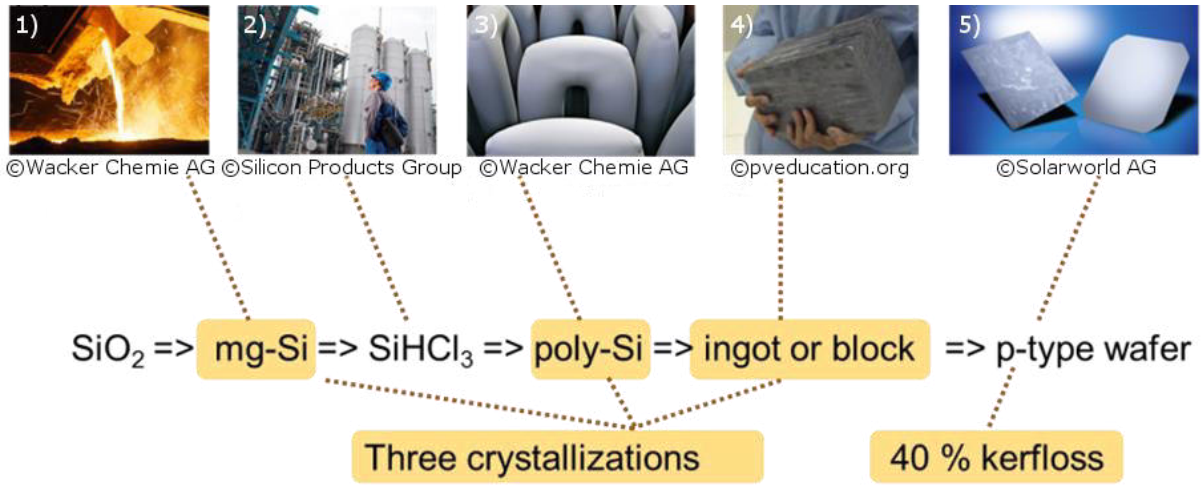


Abbildung 5: Herstellung kristalliner Siliziumwafer aus Quarz und Kohlenstoff.

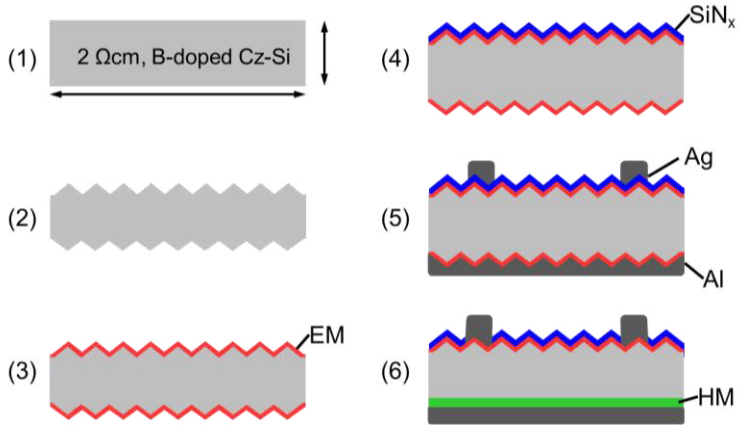


Abbildung 6: Prozessschritte für die Herstellung einer Al-BSF-Solarzelle mit P-dotiertem diffundierten Emitter (EM für Elektronenmembran) und Al-dotiertem „back surface field“ aus dem Feuerprozess (HM für Löchermembran).

Abbildung 6 skizziert die Herstellungsschritte einer industrieüblichen Solarzelle: (1) Der gesägte Wafer wird gereinigt und der Sägeschaden wird durch Ätzen in KOH entfernt. (2) Es folgt das Ätzen einer Oberflächentextur in einer KOH-Lauge. Dies erzeugt eine pyramidal strukturierte Oberfläche, welche die Reflexion der Vorderseite reduziert und auch dafür sorgt, dass schwach absorbiertes Licht länger in der Solarzelle bleibt. (3) Bei Temperaturen zwischen 800°C und 900°C wird P in die Oberfläche der Si-Scheibe eindiffundiert. Der P entstammt gasförmigem $POCl_3$, welches durch Zugabe von O_2 auf der Si-Oberfläche ein P-haltiges Glas formt. Aus diesem diffundiert der P in das c-Si. Die mit P dotierte Elektronenmembran (EM) bildet sich auf beiden Seiten der Scheibe. (4) Nach dem Entfernen des Glases mit einer HF-haltigen Ätze wird amorphes wasserstoffhaltiges Siliziumnitrid (SiN_x) in einem Plasma aus den Quellgasen Silan (SiH_4) und Ammoniak (NH_3) auf der Vorderseite abgeschieden. (5) Es folgen der Druck von Al auf der Rückseite und der Druck von Ag-Fingern auf der Vorderseite. (6) Durch ein nur wenige Sekunden dauerndes Aufheizen geht das P-haltige Si im geschmolzenen Al auf der Rückseite in Lösung. Die Pyramidentextur wird aufgelöst. Beim Abkühlen kristallisiert Al-dotiertes c-Si welches als Löchermembran (HM) wirkt. Die passivierende Wirkung der Al-Dotierung wurde ursprünglich fälschlicherweise dem durch den Dotiersprung erzeugten elektrischen Feld, dem sogenannten „back surface field“ (BSF) zugedacht, weshalb diese Zelle Al-BSF Zelle heißt.

Abbildung 7 zeigt die Kostenstruktur solcher Solarzellen im Jahr 2012 [11]. Etwa 35% der Kosten werden für die Herstellung der c-Si Scheibe aufgewendet, etwa 25% für das Herstellen der Zelle und etwa 50% für das Herstellen des Moduls [10]. Die Materialkosten dominieren die Gesamtkosten.

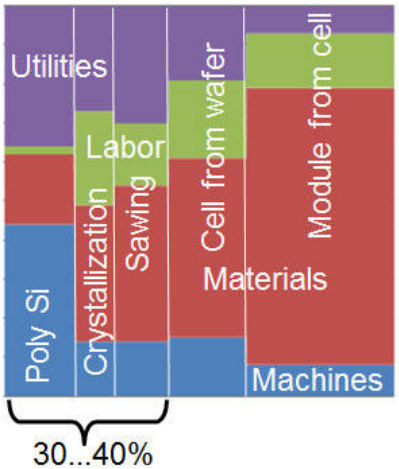


Abbildung 7: Kostenstruktur von PV-Modulen mit c-Si Solarzellen im Jahr 2012. Abbildung aus Ref. [11].

2.4 Preis-Erfahrungskurve der Siliziumphotovoltaik

Abbildung 8 zeigt die Preis-Erfahrungs-Kurve für Photovoltaikmodule. Von 1976 bis heute sind die Preise für kristalline Siliziummodule um mehr als einen Faktor 100 auf heute 0,5 $/W gesunken. Da zu jedem Zeitpunkt mehr als 90% des Weltmarktes für Photovoltaikmodule mit Zellen aus kristallinem Silizium bedient wurden, stellt diese Preis-Erfahrungskurve im Wesentlichen die Lernkurve für Siliziumphotovoltaik dar. Jede Verdoppelung der kumulierten weltweiten Produktionsmenge führte in der Vergangenheit zu einer Preisreduktion um 20%. Viele Photovoltaikexperten erwarten, dass diese Preisreduktion weiter der Lernkurve folgen, weil für viele Schritte der Wertschöpfungskette zahlreiche Optionen zu weiteren Kostenreduktionen in Entwicklung sind. Ein Preis von 0,2 $/W werden jedoch wahrscheinlich eine durch die Materialkosten bedingte untere Grenze darstellen.

Die in der Abbildung dargestellte historische Preisreduktion der PV-Module von mehr als einem Faktor 100 hat ihre Hauptursache in der Reduktion der Modul-Produktionskosten pro Modulfläche. Der Wirkungsgrad der ersten c-Si Solarzelle aus dem Jahr 1954 betrug schon 6% und konnte folglich nicht um einen Faktor 100 gesteigert werden. Ein Photovoltaiksystem hat einen großen Kostenblock, der zur verwendeten Fläche proportional ist. Dazu gehören der Landverbrauch, der Kabelverbrauch, des Aufständerungsmaterial und insbesondere der Installationsaufwand. In dem Maße, wie die Module billiger werden nimmt die Bedeutung dieser anderen sogenannten BOS (balance of system)-Kosten zu. Diese flächenproportionalen Systemkosten werden durch höhere Wirkungsgrade gesenkt, die zwar immer schwieriger zu erreichen sind, für die Stromgestehungskosten aber zentral bleiben.

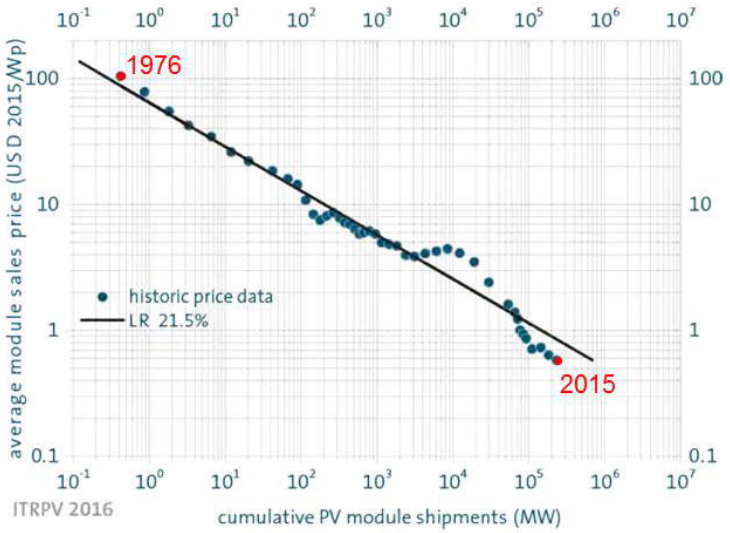


Abbildung 8: Preiserfahrungskurve für Photovoltaikmodule. Die Datenpunkte stellen die Preise der Jahre 1976 bis 2015 dar. Eine Verdopplung der weltweiten kumulierten Produktion reduziert die Preise um 21% [10].

2.5 Kommende Generation von Solarzellen (PERC-Zelle)

Die Al-BSF-Zelle ist in Ihrem Wirkungsgrad durch den hohen Rekombinationsstrom der Rückseite begrenzt, der ca. $J_{0,r} \approx 700$ fA/cm² beträgt. Damit sind nach Abbildung 4 Wirkungsgrade von 22% nicht möglich, da Volumen und Vorderseite auch noch J_0-Beiträge liefern. Für deutlich höhere Wirkungsgrade muss die Rekombination auf der Rückseite reduziert werden.

Ein technologischer Ansatz hierfür wurde bereits 1989 von Blakers et. al. erfolgreich in einer Laborzelle demonstriert [13]. Die Grundidee ist in Abbildung 3 skizziert. Während die links dargestellte Al-BSF-Zelle einen ganzflächigen Rückkontakt hat, hat die verbesserte sogenannte PERC-Zelle rechts linienförmig ausgeprägte Kontakte. Die Kontaktfläche ist auf 1 bis 10% der Zellfläche verkleinert. Das reduziert die Rekombination, ohne den Widerstand zu stark zu erhöhen. Zwischen den kontaktierten Bereichen befindet sich ein mit einem Dielektrikum passivierter Bereich, der wenig Rekombination zeigt. Die Abkürzung PERC steht für „passivated emitter and rear cell".

Diese Laboridee war lange nicht in die Praxis zu überführen, weil zunächst das kommerzielle Si-Material mit dem Beitrag $J_{0,b}$ den Rekombinationsstrom Faktor J_0 dominierte und deswegen Verbesserungen an der Rückseite wenig halfen. Es bedurfte einer mehr als 25-jährigen Entwicklung, um die PERC-Zellen aus dem Labor in die Fertigung zu überführen.

Abbildung 9 skizziert den Herstellungsprozess, wie er in dieser oder ähnlicher Art derzeit in die PV-Fabriken der Welt Einzug hält. Die Schritte (1) bis (3) sind wie bei der Al-BSF-Zelle. Dann wird (4) die rückseitige Dotierung in einem neu entwickelten einseitigen Ätzprozess samt der Pyramidentextur entfernt. (5) Die Passivierung der Rückseite muss so erfolgen, dass die Passivierung den Feuerschritt bei der Siebdruck-Kontaktformierung übersteht. Hierfür hat die Forschung amorphes Al_2O_3 entwickelt, das mit einer SiN_x-Schicht abgedeckt wird [14, 15]. (6) Die Öffnungen in der Passivierschicht können, anders als bei der Laborzelle [13], nicht mit

photolithographischen Methoden der Mikroelektronik erzeugt werden. Das wäre zu teuer. Hierfür wurden schnelle Laser-Ablationsprozesse entwickelt [16]. (7) Der Siebdruckprozess wird ähnlich wie bei der Al-BSF-Zelle durchgeführt. Die HM bildet sich dann nur partiell unter dem Kontakt aus. Die Zusammensetzung der Pasten wurde optimiert, so dass heute $J_{0,r}$ Werte von 90 fA/cm² möglich sind. Mit solchen Rückseiten und heutigem kommerziellen monokristallinem c-Si sind Wirkungsgrade bis 22% mit industriell produzierbaren Zellen erreicht worden [17,18]. Die Kennwerte der Zellen sind in den ersten Zeilen von Tabelle 1. gelistet. Diese hohen Wirkungsgrade sind mit einer kontinuierlichen Weiterentwicklung des Al-BSF-Prozesses erreicht worden.

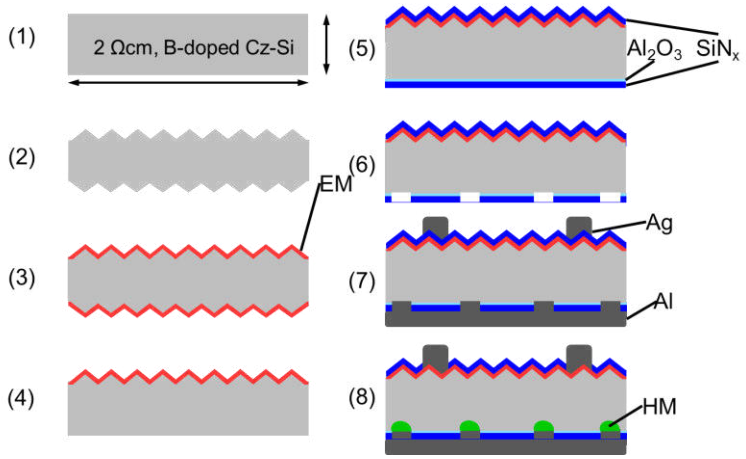


Abbildung 9: Prozessschritte für die Herstellung einer PERC-Solarzelle mit P-dotiertem diffundiertem Emitter (EM für Elektronenmembran) und Al-dotiertem c-Si aus dem Feuerprozess des Al-Rückkontaktes (HM für Löchermembran).

Diese kontinuierliche Verbesserung kann fortgesetzt werden. Es existieren detaillierte Vorschläge, wie in vielen kleinen Schritten auch Wirkungsgrade von 24% mit dieser Technik erreichbar sind [19]. Wieder ist eine aufwendig hergestellte Laborzelle die Vorlage für diese Verbesserungen [20].

Refernce	Team/company	Year of public.	Cell structure	Junction type	Efficiency [%]	V_{oc} [mV]	J_{sc} [mA/cm²]	FF [%]	Cell area [cm²]	J_0 [mA/cm²]*	Photolitho used
[17]	Trina	2015	PERC	diffused	21.1	680	40.5	80.3	244	130	No
[20]	UNSW	1998	PERL	diffused	25.0	706	42.7	82.8	4	51	Yes
[21]	Kaneka	2015	HIT	a-Si	25.1	738	40.8	83.5	152	14	No
[7]	Panasonic	2014	IBC	a-Si	25.6	740	41.8	82.7	144	13	No
[22]	Sunpower	2013	IBC	unknown	25.2	737	41.3	82.7	154	15	No
[23]	ISFH	2016	IBC	poly-Si	24.3	727	41.6	80.2	4	22	No

Tabelle 1: Laborergebnisse für Wirkungsgrade von hocheffizienten c-Si Solarzellen unter einer Sonne. Der Rekombinationsstrom-Faktor J_0 wurde mit (1.2) berechnet.

3 Emergente Technologie: Solazellen mit passiverenden Kontakten

Die PERC-Solarzellen mit derzeitigen Wirkungsgraden von 21 bis 22% sind durch die Rekombination in den Elektronenmembranen beschränkt. So ergab die Analyse einer 21.2%-effizienten PERC-Solarzelle, mit der das ISFH im Jahr 2014 den Weltrekord für Siebdruckzellen hielt, dass der Rekombinationsparameter $J_{0,f}$ = 109 fA/cm² beträgt [24]. Für Wirkungsgrade von mehr als 22% muss dieser Wert reduziert werden. Die hohe Dotierung der Membranen ist ursächlich für das hohe $J_{0,f}$. Die Dotierung erzeugt zwar einerseits die erwünschte Selektivität, ist aber andererseits auch für einen starken Rekombinationsprozess (Auger-Rekombination) verantwortlich, an dem 3 Ladungsträger teilnehmen. Die Forschung arbeitet deshalb an Techniken, die Selektivität für Elektronen und Löcher ohne eine Dotierung der Scheibenoberfläche bereitzustellen.

Dies kann durch das Abscheiden einer dotierten amorphen Si-Schicht oder einer dotierten poly-Si-Schicht auf das kristalline Silizium erreicht werden. Diese Beschichtung muss zwei Funktionen erfüllen. Zum einen muss die Oberfläche passiviert werden, um die Rekombination an der Grenzfläche von c-Si und Beschichtung klein zu halten. Zum anderen müssen Elektronen- und Löcherkonzentration im c-Si unsymmetrisch werden, ohne dafür eine hohe Dotierung im c-Si zu verwenden. Die Asymmetrie sorgt dann wiederum für die Membranfunktion.

3.1 Passivierende Kontakte mit amorphem Si

Eine Lösung für dieses Problem ist eine Doppelschicht aus amorphem Si (a-Si). Eine wenige Nanometer dünne intrinsische a-Si-Schicht passiviert die Oberfläche. Ihr folgt eine wenige 10 nm dicke hochdotierte a-Si-Schicht für die asymmetrischen Ladungsträgerkonzentrationen an den c-Si-Oberflächen. Die Asymmetrie wird also von außen induziert, anstatt sie, wie bei der PERC-Zelle, in

den c-Si-Kristall einzubauen. Die Majoritätsladungsträger können diese Doppelschicht passivieren, weshalb solche Schichtsysteme passivierende Kontakte heißen.

Der Herstellungsprozess ist sehr schlank: Auf beide Seiten des Wafers wird zunächst die Doppelschicht mit einem Plasmaprozess aufgebracht. Es folgt auf beiden Seiten das Abscheiden eines transparenten leitfähigen Oxides, gefolgt von dem Drucken der Kontakte bei niedrigen Temperaturen.

Mit solch einer sogenannten HIT-Struktur erreichte die Firma Kaneka aus Japan einen Wirkungsgrad von 25,1% [21], der auch in Tabelle 1 auf Seite 13 eingetragen ist. Es ergibt sich ein (effektiver) J_0-Wert für die Gesamtzelle von nur 15 fA/cm². Die Abkürzung HIT steht für „heterojunction with intrinsic thin layer“.

Nachteile dieser Zellstruktur ist der schwer beherrschbare Prozess für die a-Si-Doppelschicht und die erhöhte Lichtabsorption im a-Si und auch in den TCO-Schichten. Die Solarzelle darf keinen Temperaturen über 200°C ausgesetzt werden, um die empfindlichen a-Si-Passivierschichten nicht zu schädigen. Durch die niedrigen möglichen Prozesstemperaturen wird die Leitfähigkeit der siebgedruckten Kontakte beschränkt.

3.2 Passivierende Kontakte mit polykristallinem Si

Relativ neu ist der erfolgreiche Einsatz von aus der Transistorherstellung bekannten Doppelschichtsystemen aus 1 bis 3 nm dünnem SiO_2 und 20 bis 100 nm-dünnem stark dotiertem polykristallinen Si (poly-Si) als passivierendem Kontakt [25]. Mit solchen Strukturen konnten $J_{0,f}$ und $J_{0,r}$ Werte von wenigen fA/cm² erzielt werden [26, 27, 28]. Der Vorteil diesen passivierenden POLO (poly-Si auf Oxid) –Kontakte besteht in der gut reproduzierbaren Herstellung mit bekannten und massenproduktionstauglichen Anlagen. Zudem ist das polykristalline Si, durch das Sonnenlicht ja hindurch muss, transparenter als das a-Si der HIT-Zelle. Die Labor-Demonstration von Solarzellen mit poly-Si auf der Vorderseite und hohen Wirkungsgraden steht aber noch aus.

3.3 Rückkontaktsolarzellen

Eine weitere Option zur Wirkungsgradsteigerung besteht darin, beide Membranen und Kontakte der Solarzelle auf die Rückseite zu legen. Die sich ergebende Zellstruktur ist in Abbildung 10 skizziert. Die komplexe Strukturierung der Rückseite bringt einen erheblichen Mehraufwand bei der Zellherstellung mit sich bringt. Die bisher beste Solarzelle die mit POLO-Kontakten unter beiden Kontakten hergestellt wurde hat einen Wirkungsgrad von 24,3% [23] und ist in Tabelle 1 auf Seite 13 gelistet. Die Zelle wurde ohne Photolithographie hergestellt. Der Prozess ist dennoch nicht für die Massenfertigung geeignet. Der gesamte J_0-Wert dieser Zelle beträgt 21 fA/cm².

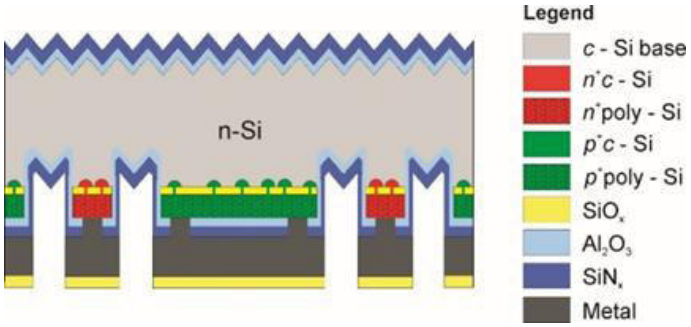


Abbildung 10: Rückkontakt-Solarzelle mit SiO_2-poly-Si-Doppelschichten als passivierender Kontakt

Die Siliziumsolarzelle mit der bisher höchsten Effizienz unter Beleuchtung mit einer Sonne ist eine Rückkontaktsolarzelle, die passivierende Kontakte aus a-Si hat. Der Weltrekordwirkungsgrad beträgt 25,6% [7], der gesamte J_0-Wert nur 13 fA/cm².

3.4 Neue Arten der Herstellung der Si-Scheiben

Abbildung 5 auf S. 9 zeigt, dass c-Si für die Herstellung der Scheiben (Wafer) aus denen die Zellen entstehen, insgesamt dreimal kristallisiert wird. Dies bedeutet einen hohen Energie- und Prozessaufwand, der durch neue Prozesse deutlich reduziert werden kann. Wir besprechen hier nur zwei besonders aussichtsreiche Verfahren, die beide das Sägen der Wafer und die damit verbundenen c-Si-Verluste vermeiden.

Das „Direct Wafer™“ Verfahren kristallisiert Si-Scheiben auf der Oberfläche der Schmelze [29] und nimmt diese dann nach Erreichen der Zieldicke von der Schmelze ab. Da die Wärme senkrecht zur Oberfläche abgeführt wird, ist ein schneller Prozess (Größenordnung 10 s pro Wafer) möglich. Die entstehenden Wafer sind multikristallin. Die Korngrenzen sind senkrecht zur Scheibenoberfläche orientiert und die niedrige Versetzungsdichte erlaubt mit dem neuen Material bereits Wirkungsgrade von 19,1% mit einem industrieüblichen Zellprozess [30]. Der Silizumverbrauch wird halbiert [29] und erreicht 1,5 g/W [31]. Das Verfahren ist derzeit in der Pilotierung und steht kurz vor der Massenfertigung. Es werden Waferpreise von 0,4 $ genannt, was auch eine Halbierung der heute üblichen Waferkosten bedeutet.

Das Poröse-Siliziumverfahren (PSI) vermeidet nicht nur den Sägeprozess, sondern vermeidet zusätzlich den Zwischenschritt der Herstellung eines großen Kristalls [32, 33]. Schritt (4) und (5) in Abbildung 5 auf Seite 9 werden also vermieden, Schritt (3) wird durch Epitaxie ersetzt. Abbildung 11 illustriert den Prozess. Ausgangspunkt ist ein p^+-leitender einkristalliner Substratwafer, der für die Herstellung vieler Wafer mehrfach verwendet wird. Dessen Oberfläche wird elektrochemisch mithilfe von konzentrierter HF in nanostrukturiertes poröses Silizium verwandelt. Auf dieses wird dann direkt aus der Gasphase ($SiHCl_3$) epitaktisch ein monokristalliner n-Typ Wafer abgeschieden. Das poröse Si hat zwei Funktionen. Erstens erlaubt es das Wachstum eines Einkristalls [34] und zweitens funktioniert das poröse Si als Sollbruchstelle, an der der gewachsene Wafer vom wiederverwendbaren Substrat abgelöst werden kann. Auch für diese Verfahren wird eine Halbierung der Waferkosten erwartet. Der Prozess ist komplexer als das Direct-Wafer-Verfahren erlaubt aber höhere Ladungsträger Lebensdauern von > 1 ms was nach Abbildung 4 Werten von $J_{0,b}$ < 60 fA/cm² entspricht. Aus solchen PSI-Wafern wurden bereits Solarzellen mit einem

Wirkungsgrad von 21,4% hergestellt [35]. Mit dem PSI-Verfahren können auch nur 10 bis 50 µm dünne Wafer erzeugt werden. Es ist bekannt, dass auch so dünne Wafer Wirkungsgrade weit über 20% erlauben. Es gibt also grundsätzlich technologische Optionen, den Si-Verbrauch um Faktoren bis zu einen Faktor 10 zu senken. Allerdings können sehr dünne Wafer nicht in heute üblichen Anlagen prozessiert werden, da sie dafür zu zerbrechlich sind.

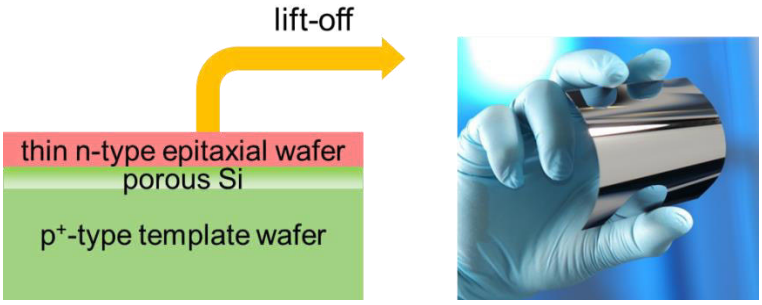


Abbildung 11: Sägefreies Silizium durch Epitaxie auf porösem Si (PSI-Prozess) und anschließendes Ablösen. Der Substratwafer kann wiederverwendet werden.

4 Zukünftige Technologieoption: Tandemsolarzellen auf der Basis von kristallinem Silizium

Es ist absehbar, dass die weitere Erhöhung des Wirkungsgrades von Silizium-PV an die physikalische Grenze von 29,4% stößt. Die emergenten Zelltechnologien werden den Wirkungsgrad von Solarmodulen auf 25% steigern können. Weitere Wirkungsgraderhöhungen werden dann immer schwieriger. Die anteilsmäßig steigenden BOS-Kosten [36] können dann nur mit anderen Konzepten als einer kontinuierlichen Weiterentwicklung gesenkt werden. Tandemsolarzellen sind eine Zukunftsperspektive die signifikante Erhöhungen des Zellwirkungsgrades ermöglichen.

In Stapel- oder Tandemsolarzellen (bei zwei Schichtsystemen) werden zwei Solarzellen übereinander angeordnet, wobei die obere (Top-) Solarzelle eine größere Bandlücke hat und das Licht mit Photonenenergien unterhalb dieser Bandlücke zur unteren (Bottom-) Solarzelle transmittiert. Da eine Solarzelle mit größerer Bandlücke das blaue Licht des Sonnenspektrums besser nutzen kann als eine Solarzelle mit kleiner Bandlücke, können die Thermalisierungsverluste verringert werden.

Die untere Zelle kann eine c-Si-Zelle sein. Damit können all die Erfahrungen, welche die Industrie für die kostengünstige Herstellung gesammelt hat, weiter genutzt werden. Das Wirkungsgradlimit für eine solche Tandemstruktur mit c-Si als unterer Zelle liegt bei 42%.

Das Prinzip der Tandemsolarzelle ist gut bekannt und wird für die Stromversorgung von Satelliten, in denen die Kosten der PV keine Rolle spielen, bereits kommerziell eingesetzt. Die dort üblichen Multijunction-Zellen verwenden aber nicht c-Si als untere Zelle, sondern werden auf teureren Ge- oder GaAs-Substraten mit aufwendigen epitaktischen Methoden gewachsen. Für einen signifikanten Beitrag zu terrestrischen Energieversorgung darf ein Modul mit Tandemsolarzellen bei doppelter elektrischer Leistung jedoch nicht mehr kosten als zwei nebeneinander aufgestellte Siliziummodule.

Diese harte Anforderung macht es notwendig, kostengünstige Tandemtechnologien zu entwickeln. Aktuell existieren zwei Optionen für kostengünstige Tandemsolarzellen auf Silizium, die in den Abschnitten 4.1 und 4.2 besprochen werden.

4.1 Tandemsolarzellen mit c-Si und Perowskiten

Ein sehr neue Technologie sind die sogenannten Perowskit-Solarzellen, deren Absorberschicht aus kristallinem Methylammoniumbleiiodid besteht. Perowskite sind sehr günstig herzustellen, haben keine ressourcenkritischen Bestandteile und haben im Labor bereits beeindruckende Wirkungsgerade von über 21% gezeigt [37]. Perowskitkristalle können kostengünstig aufgesprüht oder aufgeschleudert werden. Hohe Temperaturen werden für die Herstellung nicht benötigt. Die Bandlücke von Perowskiten lässt sich über die Materialzusammensetzung einstellen. Deshalb ist es möglich, Perowskitabsorber mit passender Bandlücke für Topsolarzellen herzustellen.

Für einen Einsatz in Tandemmodulen müssten die Schichten dieselbe Lebensdauer wie die Bottomzelle erreichen. Si-Module werden zurzeit mit 30 Jahren Leistungsgarantie verkauft. Perowskitzellen altern hingegen derzeit noch sehr schnell. Auch die stabilsten Perowskite degradieren über Tage und Wochen, selbst in luft- und wasserfreier Atmosphäre. Die Entwicklung von langzeitstabilen Perowskitschichten ist die Hauptherausforderung für eine zukünftige Integration von Perowskiten in Tandemsolarzellen auf Siliziumbasis.

Die besten Ergebnisse für Perowskitzellen wurden bisher auf sehr kleiner Fläche ($<<1\ cm^2$) gezeigt. Es ist bisher nicht gelungen, diese Wirkungsgrade auf große Formate zu übertragen. Dieser Punkt ist allerdings kein Alleinstellungsmerkmal der Perowskittechnologie, denn auch in anderen Dünnschichttechniken werden Rekordwirkungsgerade nur auf kleinen Flächen erzielt.

Die Perowskitsolarzellen mit den höchsten Wirkungsgraden verwenden Methylammoniumbleiiodid und enthalten damit Blei. Versuche, das Blei durch andere Stoffe zu ersetzen, wirkten sich bislang immer negativ auf die Stabilität und den Wirkungsgrad aus. Die Suche nach alternativen Materialien ohne Blei ist derzeit ein wichtiges Thema in der Forschung an Perowskit-Solarzellen.

4.2 Tandemsolarzellen mit c-Si und III/V-Halbleitern

III/V-Verbindungshalbleiter sind fast ideale Materialien zur Herstellung von Solarzellen, da sie in hoher Qualität abgeschieden werden können und sich über die Stöchiometrie die elektrooptischen Eigenschaften dieser Verbindungen sehr genau an den Bedarf anpassen lassen. Im Gegensatz zu den metallorganischen Perowskiten sind III/V-Halbleiter sehr stabil, so dass mit diesen Materialien wesentlich einfacher eine sehr gute Alterungsstabilität der Solarzellen erreicht werden kann. Nachteilig für den Einsatz in Solarzellen sind die kostspieligen Verfahren, die bislang nötig sind, um die Halbleiter in einer ausreichend guten Qualität abzuscheiden. Erste Arbeiten zur epitaxiefreien Synthese von für die Photovoltaik geeigneten III-V-Verbindungshalbleitern zeigen jedoch, dass die bisherigen teuren Abscheidetechniken durch alternative Prozesse ersetzt werden könnten [38,39].

Auch Arbeiten zur Herstellung von III/V-Nanodrähten [40,41,42] zeigen, das auf Silizium gute Kristallqualitäten erreicht werden. Aufgrund der Probengeometrie ist eine industrielle Anwendung derzeit nicht absehbar. Das gilt auch für den viel diskutierten Ansatz, die Nanodrähte in einen Film einzubetten und auf eine Bottomzelle zu übertragen [43].

Einfacher in die bestehende Solarzellentechnik zu integrieren sind geschlossene aktive Schichten, die mit einem produktionstypischen Prozess direkt auf der Siliziumzelle gewachsen werden können. Für Anwendungen in Solarzellen ist hier besonders die Synthese von Indiumphosphid-Schichten mittels eines abgewandelten Vapor-Liquid-Solid (VLS) Prozesses interessant [44]. Bei diesem Prozess entsteht eine polykristalline Schicht von hoher optischer und elektronischer Qualität, die als Solarzellenabsorberschicht verwendet werden kann. Die Bandenergie von Indiumphosphid kann durch Zugabe von Gallium für den Einsatz in Tandemsolarzellen optimiert werden [45].

5 Umweltaspekte heutiger, emergenter und zukünftiger Technologien

In diesem Kapitel werden einzelne Aspekte der Umweltwirkung von PV-Anlagen behandelt. Es gibt weit weniger wissenschaftliche Studien über die Umweltwirkung von PV-Anlagen als über die technischen Details.

5.1 Flächenverbrauch

Die Umweltwirkung von Photovoltaik skaliert mit dem Materialverbrauch bei der Produktion der PV-Systeme als auch mit der durch die PV-Anlagen belegten Flächen. Zukünftige PV-Technologien, mit denen sich höhere Modulwirkungsgrade erreichen lassen werden, benötigen kleinere Flächen um die erforderliche elektrische Energie zu erzeugen und reduzieren so die negative Umweltwirkung.

Aktuelle kristalline Si-Solarmodule haben einen Modulwirkungsgrad von typischerweise 17%. Das entspricht einer Nennleistung von 170 W/m^2. Für ein Kraftwerk mit einer für konventionelle Kraftwerke üblichen Nennleistung von 1 GW wird eine Modulfläche von 5,9 km^2 benötigt. Für eine durchschnittliche Ausgangsleistung des Photovoltaikkraftwerks von 1 GW ist bei in Deutschland typischen 1000 Vollaststunden eine Modulfläche von 59 km^2 erforderlich. Heutige Freiflächenanlagen, die auf einen maximalen Ertrag pro eingesetztem Solarmodul ausgelegt sind, beanspruchen zur Vermeidung von Verschattungen sogar das 3,3-fache der Modulfläche an Grundfläche, weil zwischen den Anlagenreihen, die nach Süden ausgerichtet sind, ein Abstand zu wahren ist [48]. Diese Zahlen illustrieren die große Herausforderung, welche die Integration einer stark auf Photovoltaik setzenden Energieversorgung an die Raumgestaltung unser Ortschaften und Landschaften stellt.

Das Dachflächenpotential für eine heute wirtschaftliche Photovoltaiknutzung beträgt in Deutschland analog zur Vorgehensweise in [48] abgeschätzt 2340 km^2. Wenn drei Viertel dieses Potentials für Photovoltaik genutzt werden würden, so könnten mit Dachflächenanlagen heutiger Technik 298 TWh PV-Strom jährlich produziert werden. Um ein Drittel des für Deutschland für das Jahr 2050 prognostizierten Endenergiebedarfs von 1362 TWh/a [48] mit PV zu decken benötigte man zusätzlich 3000 km^2 Freiflächenanlagen. Das ist etwa ein Siebtel der momentan für den Anbau von Energiepflanzen genutzten Fläche [46].

Wenn durch die Verwendung emergenter Zelltechnologien die Wirkungsgrade von Solarmodulen von heute 17% auf 24% gesteigert werden, dann benötigt man (bei gleicher Dachflächennutzung)

nur noch 450 km^2 oder 2% der heutigen Energiepflanzenanbaufläche an Freiflächen-PV zur Deckung eines Drittels des gesamten Endenergiebedarfs durch PV.

Bei Verwendung hocheffizienter Tandemmodule mit 30% Wirkungsgrad würden die betrachteten 75% der geeigneten Dachflächen bereits alleine ausreichen, um ohne zusätzliche Freiflächenanlagen dann sogar 38,7% des Endenergiebedarfs zu decken.

Der Flächenverbrauch der Freiflächenphotovoltaik kann heute schon auf einfache Weise reduziert werden. Dafür müssten die Photovoltaikanlage abwechselnd nach Osten und nach Westen ausgerichtet und in einem sehr flachen Winkel aufgestellt werden. So können die Modulreihen sehr eng gestellt werden, ohne sich gegenseitig abzuschatten. Der Flächenertrag steigt etwa um einen Faktor zwei. Gleichzeitig sinkt der Ertrag pro Solarmodul nur um etwa 15%. Da die Anlagenkosten derzeit nicht durch den Landverbrauch dominiert werden, ist die Ost-West-Aufstellung derzeit selten.

Eine weitere Möglichkeit, die Flächenerträge von Solaranlagen zu erhöhen, ist die Verwendung von bifazialen Modulen, die auch auf der Rückseite der Solarzellen Licht einsammeln können. Auf diese Weise kann auch vom Boden gestreutes Licht von den Solarmodulen verwertet und in elektrische Energie gewandelt werden. Die erzielbare Steigerung im Flächenertrag hängt von dem Albedo des Untergrunds ab und bewegt sich im Bereich von 5 - 25% [47].

Abbildung 12 vergleicht den Flächenertrag der Photovoltaik mit dem anderer erneuerbarer Energien. Die Photovoltaikwird nur von der Solarthermie noch übertroffen. Letztere erzeugt Wärme und nicht Strom. Die Kombination aus Photovoltaikanlage und Wärmepumpe erzeugt ebenfalls Wärme und hat dann einen ähnlichen Ertrag pro Fläche wie die Solarthermie. In der Grafik wird in Anlehnung an Referenz [48] von einem Modulwirkungsgrad von 20% im Jahr 2050 und einer Volllaststundenzahl 900 h/a ausgegangen. Mögliche Wirkungsgradsprünge durch den Einsatz emergenter oder zukünftiger Zelltechnologien sind in der Grafik daher noch nicht berücksichtigt.

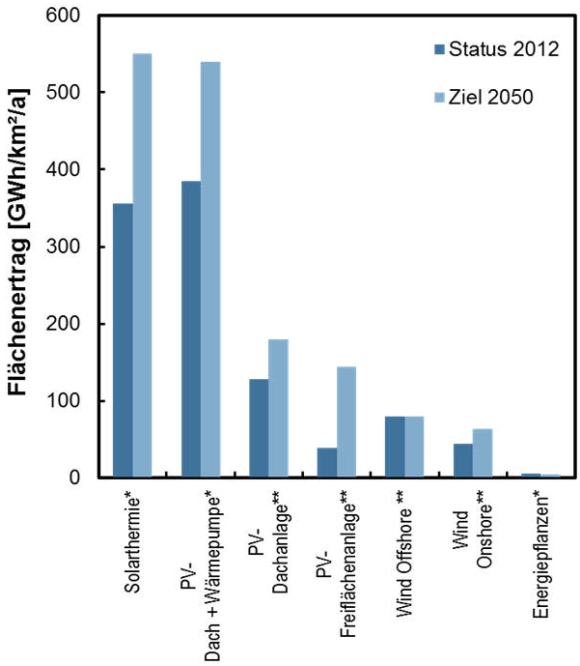


Abbildung 12: Jahresflächenertrag thermischer (*) und elektrischer (**) erneuerbarer Energiequellen im Vergleich. Eigene Daten ISFH in Anlehnung an Ref. [48]

5.2 Belastung des Landschaftsbildes

Freiflächen-Photovoltaikanlagen haben eine niedrige Höhe von wenigen Metern. Eine weiträumige Beeinflussung des Landschaftsempfindens findet außer bei Hanganlagen nicht statt, weil sie in der Regel unterhalb des Sichthorizonts liegen. Pflanzungen zur Sichtverschattung können die optische Wirkung der PV-Anlagen abmindern [64]. Aufdach-Anlagen verändern das Erscheinungsbild der Häuser. Dies kann einen negativen Einfluss auf das Erscheinungsbild eines Ortes oder einer Stadt haben. Durch Farbgestaltung der Module und Veränderungen des Reflexionsverhaltens der Oberfläche kann eine verbesserte ästhetische Einbindung der Module in den Siedlungs- wie Landschaftskontext ermöglicht werden. Technisch wird dies durch die Verwendung von farbigen Rückseitenfolien und speziell eingefärbten Antireflexschichten auf der Vorderseite der Solarzellen erreicht. Analysen der Jahreserträge von so eingefärbten Modulen zeigten, dass die Reduktion des Ertrages bedingt durch die Farbgebung im unteren einstelligen Prozentbereich (<3%)) liegt [49].Im Moment existiert kein Markt für farbige Module, weil die Ästhetik einer PV-Anlage bei der Kaufentscheidung noch kaum eine Rolle spielt.

5.3 Energierücklaufzeit

Als Energierücklaufzeit einer PV-Anlage wird die Zeit bezeichnet, die die Anlage betrieben werden muss, um die bei ihrer Herstellung aufgebrachte Energie zu erzeugen. Erst nach Ablauf der Energierücklaufzeit hat die Solaranlage eine positive Energiebilanz. Die Energierücklaufzeit hängt somit vom Standort der Anlagen ab. Die Energierücklaufzeiten von Solaranlagen haben sich innerhalb der letzten Jahre sowohl durch immer effizientere Solarmodule als auch durch Effizienzsteigerungen bei der Produktion stark reduziert. In älteren Studien sind daher oft noch weit höhere Energierücklaufzeiten angegeben. Auffällig ist auch, dass für die besonders

energieintensive Siliziumgewinnung sehr unterschiedliche Energieverbräuche angegeben werden [50]. Für eine Si-PV-Anlage in Deutschland gelten aktuell Energierücklaufzeiten von 2,4 Jahren als realistisch [51]. Im Jahr 2020 werden in Mitteleuropa Energierücklaufzeiten von weniger als einem Jahr erreicht [52], die IEA geht von 1,2 bis 1,7 Jahren im Jahr 2050 aus [51].

Bei einer heute bereits möglichen Betriebsdauer von 30 Jahren ergibt sich für eine Anlage mit einer Energierücklaufzeit von 1,5 Jahren ein Verhältnis von erzeugter zu verbrauchter Energiemenge von 20:1. Dies entspricht einem „Eigenverbrauch" des PV-Kraftwerks von 5%. Die Autoren der Studie [51] gehen dabei von Modulwirkungsgraden zwischen 22,4% und 27,9% aus, was den Einsatz emergenter Zelltechnologien unterstellt.

Durch den Einsatz der im Kapitel 3.4 beschriebenen emergenten Technologien zur Herstellung von Siliziumscheiben wird die zu erwartende Energierücklaufzeit ebenfalls drastisch verkürzt werden. Der PSI-Prozess spart bei 140µm-Waferdicke etwa die Hälfte des Siliziums ein. Da das c-Si die Energiebilanz dominiert, wird auch die Energierücklaufzeit in etwa halbiert.

Wenn die Zellprozesse zukünftig auf 30 µm dünne c-Si Folien übertragen werden könnten, dann verringerte sich der Energieverbrauch bei der Herstellung der Si-Scheiben nochmals um bis zu einen Faktor 10.

Tandemmodule mit 30% Wirkungsgrad und mehr könnten die Energierücklaufzeiten weiter verkürzen, wenn die Topzelle ohne großen Energieaufwand deponiert werden würde. Die Verwendung von Perowskiten als Topzelle bietet in dieser Hinsicht eine große Chance, da Perowskite mit niedrigem Energieeinsatz hergestellt werden können.

Den nächstgrößeren Energieaufwand nach den Siliziumscheiben verursachen bei der Herstellung von Solaranlagen der Aluminiumrahmen, der das Modul umschließt, und die Aufständerung der Module aus Stahl [54]. Durch den Einsatz recycelter Rahmen und Aufständerungen oder auch den Verzicht auf den Aluminiumrahmen (das ist bei Dünnschichtmodulen heute schon üblich) könnten diese Positionen ebenfalls die Energierücklaufzeit reduzieren.

5.4 CO_2-Bilanz

Die CO_2-Emissionsbilanz des Umweltbundesamts weist für c-Si-PV-Anlagen aktuell einen Wert von 55,19 g/kWh CO_2-Äquivalente (davon 51,86 g/kWh durch CO_2) aus [53]. Damit liegen PV-Anlagen zwischen Biomassekraftwerken mit festen Brennstoffen (25,36 g/kWh CO_2-Äq.) und Biomassekraftwerken mit gasförmigen Brennstoffen (422,6 g/kWh CO_2-Äq.). Der vergleichsweise hohe Wert für Biogasanlagen beruht dabei auf konservativen Annahmen für Methan- und Lachgasbildung [53].

88% der von PV-Anlagen verursachten CO_2-Emissionen lassen sich direkt auf den fossil erzeugten Strom für die Herstellung der PV-Module zurückführen [54]. Bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Stromerzeugung im Strommix der Zukunft wird sich der CO_2-Fußabdruck von PV-Modulen verringern. In einem 100%-erneuerbar gestaltetem Energiesystem wird der Photovoltaik-CO_2-Fußabdruck nur ein Zehntel des aktuellen Wertes betragen. Die IEA geht davon aus, dass sich die auf die produzierte Strommenge bezogenen Treibhausgasemissionen von PV-Anlagen bis 2050 um 35% bis 80% reduzieren werden [51].

5.5 Rohstoffverbrauch

Mit einem weltweit wachsenden Photovoltaikmarkt nimmt die Bedeutung des Rohstoffverbrauchs durch die Photovoltaikindustrie zu. In einer Studie des MIT [55] aus dem Jahr 2015 werden die Rohstoffverbräuche der führenden PV-Technologien analysiert und die bei einem weiteren PV-Ausbau anfallenden Bedarfe mit der aktuellen und zukünftig erwartbaren Rohstoffproduktion verglichen. Die Studie zeigt, dass für die derzeit marktführende kristalline Siliziumtechnologie keine Versorgungsengpässe zu erwarten sind. Die kritischsten Rohstoffe in der Modulproduktion - Silizium und Silber - wären unter Beibehaltung der aktuellen jährlichen Produktionssteigerungen selbst dann in ausreichender Menge vorhanden, wenn im Jahr 2050 die Hälfte der weltweiten Energieproduktion aus kristalliner Siliziumphotovoltaik betrieben würde. Zusätzlich gibt es in der Forschung erfolgreiche Bestrebungen, den Silberverbrauch der Siliziumtechnologie auch bei höchsten Wirkungsgraden immer weiter zu senken [56]. Die Möglichkeiten zur Reduktion des Si-Verbrauches wurden oben bereits diskutiert.

Für die zurzeit am Markt verfügbaren Dünnschichttechnologien CIGS und CdTe ergibt sich ein anderes Bild [55]. Für die Materialien Tellur, Gallium, Indium und Selen scheint es unwahrscheinlich, dass in den nächsten Jahren ausreichende Produktionssteigerungen unternommen werden können, um einen signifikanten Anteil des weltweiten Energiebedarfs mit diesen Technologien zu decken [55]. Die Autoren fügen hinzu, dass die kritischen Materialien der Dünnschichttechnologien bisher aus wirtschaftlichen Gründen als Beiprodukte aus der Produktion anderer Rohstoffe gewonnen werden, da eine direkte Förderung dieser nur in sehr niedriger Konzentration vorkommenden Materialien sehr aufwändig und teuer wäre.

5.6 Umweltbelastung bei der Herstellung und giftige Bestandteile

Der kritischste Bestandteil der kristallinen Siliziumtechnologie ist mit Sicherheit Blei. Blei wird in Si-Solarzellen in der Vorderseitenmetallisierungspaste (5 Gew.-%) sowie in der Metallpaste für die Lötpads auf der Zellrückseite (8 Gew.-%) verwendet. Das Blei in der Vorderseitenmetallisierung spielt eine wichtige Rolle bei der Kontaktformation. [57] Die Metallkontakte werden mittels Siebdruck auf die Solarzelle aufgebracht. Dann wird die Solarzelle erhitzt („gefeuert“), um die Kontakte in die Zelle einzulegieren. Bei diesem Schritt löst das Blei die dielektrische Schicht auf der Oberfläche an und ermöglicht so einen guten Kontakt zwischen Silber und Silizium. In der Forschung wird nach Alternativen zu den bleihaltigen Pasten gesucht, die aufgrund der Komplexität der Kontaktformation aber nicht einfach zu ersetzen sind.

Auf der Zellrückseite können auch bleifreie Lötpads verwendet werden, wenn mit diesen ausreichend hohe Abrisskräfte an der Lötstelle erreicht werden können. Bei einigen Herstellern werden bereits bleifreie Lote und Lötpads verwendet, die Systeme sind allerdings schwieriger zu verarbeiten. Mit der neuesten Entwicklung in der Verschaltungstechnik, der sogenannten Multiwire-Verschaltung, bei der mehrere dünne Drähte anstelle von Verbinderbändchen zum Verbinden der Zellen verwendet werden, reduziert sich die in Solarzellen eingesetzte Bleimenge etwa um den Faktor 4, da bei dieser Technik weder Lötpads auf der Rückseite noch Sammelschienenleiter auf der Vorderseite gedruckt werden müssen, und so nur noch die dünnen Kontaktfinger auf der Zellvorderseite siebgedruckt werden müssen.

Eine Alternative zur herkömmlichen Modultechnik ist die Verschaltung von Solarzellen mit Aluminium-Laserschweißen: beim sogenannten AMELI-Prozess [58] wird aufgedampftes Aluminium anstelle gedruckter Kontakte verwendet. Die Verbindung der einzelnen Zellen miteinander erfolgt nicht durch Löten, sondern durch Anschweißen einer Aluminiumfolie mit einem Laser. In der Industrie konnte sich diese völlig blei- und silberfreie Technik bisher nicht durchsetzen, weil der Maschinenpark für das Aufdampfen der Metallkontakte vergleichsweise hohe Investitionskosten verursacht.

In der CdTe-Dünnschichttechnologie wird mit Cadmium ebenfalls ein giftiges Schwermetall verwendet. Aufgrund der schlechten Löslichkeit von CdTe lässt sich eine Umweltkontamination durch Solarzellen im laufenden Betrieb relativ sicher technisch vermeiden. Die führenden Hersteller von CdTe-Solarzellen haben ein umfassendes Recyclingsystem mit einem geschlossenen Stoffkreislauf etabliert, damit auch Material aus ausgemusterten Modulen aufbereitet und nicht in die Umwelt entlassen wird.

Vielversprechende Perowskitmaterialien haben bisher immer Blei als Bestandteil, auch wenn dies perspektivisch ersetzt werden soll. Im Gegensatz zum Cadmium in CdTe-Zellen ist das Blei in den Perowskitzellen wasserlöslich. Auch wenn alles Blei aus einem Perowskit-Solarpark aufgrund der geringen Flächendichte nur zu einer überschaubaren Verschmutzung des Erdbodens führen würde (~70 ppm Blei im obersten Zentimeter), so stellt das Kontaminationsrisiko dennoch ein Hindernis für die Markteinführung von Perowskitsolarzellen dar [59]. Das Blei in den Solarzellen kann im Gegensatz zu den Schwermetallabgasen aus einem Kohlekraftwerk [59] technisch weitgehend sicher eingekapselt und nach Verwendung einem geschlossenen Recyclingkreislauf zugeführt werden, wie es heute bei den Autobatterien die Regel ist.

Neben Schwermetallen sind in Solarmodulen im Einkapselungsmaterial organische Substanzen enthalten, die bei einem Brand zu erhöhten Schadstoffkonzentrationen in unmittelbarer Nähe der Brandquelle führen können. Diese haben die Zusammensetzung der bei Hausbränden üblichen Schadstoffemissionen [60]. Die Belastung mit Schwermetallen bei einem Brand ist in unmittelbarer Nähe der Brandquelle möglich. Bleihaltige Dachbestandteile, z.B. in der Einfassung von Dachfenstern, stellen bei einem Brand aber eine größere Gefahrenquelle dar als PV-Module [60].

5.7 Entsorgung und Recycling

Die Lebensdauer von Photovoltaikmodulen beträgt heute 20 - 30 Jahre. Da die PV eine relativ neue Technologie ist, gibt es wenig umfassende Erfahrungen mit dem Recycling von Solarmodulen [61]. 2016 werden weltweit zwischen 43000 und 250000 Tonnen PV-Module entsorgt, was 0,1% bis 0,6% der aktuell installierten Module entspricht (4 Mt). Demgegenüber fallen 2016 weltweit voraussichtlich 41,6 Megatonnen Elektronikschrott an [62]. Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Abfallströme aus entsorgten PV-Modulen von 2030 an stark steigen werden und 2050 etwa 10% des weltweit anfallenden Elektronikschrotts ausmachen werden [62].

Spezielle Richtlinien für das Recycling von Solarmodulen existieren im Moment nur in der EU. Hier gilt die europäische Richtlinie zur Rücknahme und zur Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten (WEEE-Richtlinie) [61]. In Deutschland ist diese durch das neue Elektrogesetz umgesetzt, das seit dem 1.2.2016 greift, und das die Inverkehrbringer von Solarmodulen zur

Rücknahme und Verwertung von gebrauchten Solarmodulen nach Ablauf der Betriebsdauer verpflichtet [63].

Bei c-Si-Solarmodulen können das Modulglas und die Aluminiumrahmen und Kupferlötbändchen und damit 85% der Modulmasse vergleichsweise einfach recycelt werden [62]. Ein Recycling der weiteren metallischen Bestandteile der Solarmodule und des Siliziums findet derzeit meist nicht statt. Die Forschung kann auf den Erfahrungsschatz der Recyclingindustrie zurückgreifen, um das Recycling von PV-Modulen zu wirtschaftlichen Konditionen ermöglichen [62].

Dünnschichtmodule bestehen zu 90% aus Glas, das leicht recycelt werden kann. Für CdTe-Solarzellen besteht bereits ein umfassendes Recyclingsystem, das sicherstellen soll, dass die Cd-haltigen Module nach Ende ihrer Lebensdauer fachgerecht entsorgt werden [61]. Die BOS-Komponenten von Solaranlagen wie Aluminium- oder Stahlgestelle oder auch die Leistungselektronik können in existierenden branchenübergreifenden Recyclingkreisläufen entsorgt werden.

5.8 Umweltwirkung und Gesamtökoeffizienz von PV-Anlagen

Das Vorzeichen der Umweltwirkung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Feld hängt stark von der Wertigkeit der mit der PV-Anlage überbauten Fläche ab [64,65]. Insbesondere intensiv genutzte Ackerflächen werden durch eine Umwandlung in Grünland mit PV-Freiflächenanlagen als Lebensraum für Pflanzen und Kleintiere aufgewertet. Unter den Solarmodulen entwickelt sich dabei eine durchgehende Vegetationsschicht mit Lebensraum für wirbellose Arten und Kleinsäuger. Eine Abzäunung der Anlage kann zu Habitat-Zerschneidungen für größere Tierarten führen und sollte daher mit Bedacht gestaltet werden. Die Wirkung auf das Landschaftsbild wird überwiegend negativ bewertet, da PV-Anlagen landschaftsfremde Objekte darstellen. Durch Sichtverschattung mit Pflanzungen kann diese Beeinträchtigung oft recht einfach abgeschwächt oder vermieden werden [64].

In einer Studie des bifa-Instituts haben Seitz et al. eine Bewertung der Gesamtumweltwirkung von verschiedenen PV-Technologien entwickelt [61]. Im Ergebnis zeigte sich, dass die untersuchten Technologien, kristallines Silizium sowie CIGS- und CdTe-Dünnschichttechnologie, sich in ihrer Umweltwirkung nicht wesentlich unterscheiden. Auch zukünftgie perowskitbasierte Solarzellen können eine niedrige Umweltwirkung erreichen, wenn es gelingt, die Zellen mit wenig Umweltaufwand stabil und sicher einzukapseln [66]. Die Umweltwirkung von Aufdachanlagen ist geringer als die von Freiflächenanlagen [61]. Allen Technologien gemein ist, dass sie wesentlich besser abschneiden als die Energieversorgung aus fossilen Brennstoffen. Eine Lebenszyklusanalyse der IEA, in der kristalline Siliziumtechnologie und CdTe-Dünnschichttechnologie verglichen werden, kommt zu einem ähnlichen Ergebnis [51]. Aus beiden Studien ist ablesbar , dass die zukünftigen Effizienzsteigerungen durch emergente Technologien in allen Bereichen der PV-Wirtschaft die Umweltwirkungen verringern werden.

---

[1] J. Sawin et al., “Renewables global status report (GSR) 2016”, REN21 Secretariat, Paris, France, www.ren21.net, ISBN 978-3-9818107-0-7

[2] IEA, „Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy" (International Energy Agency, 2014), p. 9.

[3] M. Littwin, ISFH, private Kommunikation.

[4] P. Hummel, P. Houchois, J. Dewhurst, A. Gandolfi, "Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system?",: UBS Q-Series: Global Utilities, Autos & Chemicals, Zürich (2014).

[5] T. Obergfell, S. Gölz, P. Oehler und M. Klobasa, „Wie sieht eine Energiewende mit erhöhter gesellschaftlihcer Akzeptanz aus?", 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2016

[6] Agentur für erneuerbare Energien, "Akzeptanz für Erneuerbare weiterhin hoch", RENEWS Kompakt 27 (2015), https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/416.AEE_RenewsKompakt_Akzeptanzumfrage2015.pdf, abgerufen am 30.08.2016

[7] Keiichiro Masuko, Masato Shigematsu, Taiki Hashiguchi, Daisuke Fujishima, Motohide Kai, Naoki Yoshimura, Tsutomu Yamaguchi, Yoshinari Ichihashi, Takahiro Mishima, Naoteru Matsubara, Tsutomu Yamanishi, Tsuyoshi Takahama, Mikio Taguchi, Eiji Maruyama, and Shingo Okamoto, "Achievement of More Than 25% Conversion Efficiency With Crystalline Silicon Heterojunction Solar Cell", IEEE Journal of Photovoltaics (Volume: 4, Issue: 6, Nov. 2014) pp. 1433 - 1435.

[8] C. Battaglia, A. Cuevas and S. De Wolf, „High-efficiency crystalline silicon solar cells: Status and perspectives", Energy & Environmental Science **9**, 1552-1576 (2016).

[9] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta and E. D. Dunlop, „Solar cell efficiency tables (version 48)", Progress in Photovoltaics: Research and Applications **24**, 905-913 (2016).

[10] VDMA and SEMI, „International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - Results 2015", (VDMA, 2016).

[11] R. Brendel, T. Dullweber, R. Gogolin, H. Hannebauer, N.-P. Harder, J. Hensen, S. Kajari-Schröder, R. Peibst, J. H. Petermann, U. Römer, J. Schmidt, H. Schulte-Huxel and V. Steckenreiter, „Recent progress and options for future crystalline silicon solar cells", in Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (WIP-Renewable Energies, Munich, 2013), pp. 676 - 690.

[12] A. Richter, M. Hermle and S. W. Glunz, „Reassessment of the limiting efficiency for crystalline silicon solar cells", IEEE Journal of Photovoltaics **3**, 1184-1191 (2013).

[13] A. W. Blakers, A. Wang, A. M. Milne, J. Zhao and M. A. Green, "22.8% efficient silicon solar cell", Applied Physics Letters **55**, 1363-1365 (1989).

[14] B. Hoex, J. Schmidt, R. Bock, P.P. Altermatt, van de Sanden, M. C. M., W.M.M. Kessels, "Excellent passivation of highly doped p-type Si surfaces by the negative-charge-dielectric Al2O3", Appl. Phys. Lett. 91 (11), 112107 (2007).

[15] J. Schmidt, B. Veith, R. Brendel, "Effective surface passivation of crystalline silicon using ultrathin Al_2O_3 films and Al_2O_3/SiN_x stacks", phys. stat. sol. (RRL) 287–289 (2009).

[16] R. Preu, S. W. Glunz, S. Schäfer, R. Lüdemann, W. Wettling, and W. Pfleging, "Laser ablation - a new low-cost approach for passivated rear contact formation in crystalline silicon solar cell technology" in Proc. 16th EU-PVSEC, Glasgow, United Kingdom, 2000, pp. 1181–1184.

[17] F. Ye, W. Deng,W. Guo, R. Liu, D. Chen,Y. Chen, Y. Yang, N. Yuan, J. Ding, Z. Feng, P. Altermatt, P. Verlinden, „22.13% Efficient Industrial p-Type Mono PERC Solar Cell", Proc. of the 43rd IEEE PVSC, in press 2016, (Portland, OR)

[18] B. Wills,, “SolarWorld reaches 22% efficiency in p-type PERC cell”, pvtech news Januar 2016, http://www.pv-tech.org/news/solarworld-reaches-22-efficiency-in-p-type-perc-cell, abgerufen am 30.08.2016

[19] B. Min, H. Wagner, M. Müller, H. Neuhaus, R. Brendel and P. P. Altermatt, „Incremental efficiency improvements of mass-produced perc cells up to 24%, predicted solely with continuous development of existing technologies and wafer materials”, in Proc. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conf. (WIP-Renewable Energies, Munich, 2016), pp. 473 - 476.

[20] J. Zhao, A. Wang, M.A. Green, F. Ferrazza, „Novel 19.8% efficient honeycomb textured multicrystalline and 24.4% monocrystalline silicon solar cells”, Applied Physics Letters 73, (1998) pp. 1991-1993

[21] Kenji Yamamoto, Daisuke Adachi, Hisashi Uzu, Toshihiko Uto, Toru Irie, Masashi Hino, Masanori Kanematsu, Hayato Kawasaki, Katsunori Konishi, Ryota Mishima, Kunihiro Nakano, Toru Terashita, Kunta Yoshikawa, Mitsuru Ichikawa, Takashi Kuchiyama, Takashi Suezaki, Tomomi Meguro, Naoaki Nakanishi, Masashi Yoshimi, Dries Schroos, Nick Valckx, Nicolas Menou, José Luis Hernández, „Progress & challenges in thin-film silicon photovoltaics: heterojunctions & multi-junctions”, Proc. of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2015, pp. 1003-1005.

[22] David Smith, Gerly Reich, Maristel Baldrias, Gabriel Harley, Paul Loscutoff, Matthieu Reich, Nicholas Boitnott, Gabriela Bunea, „Silicon solar cells with total area efficiency above 25 %”, Proc. of the 43rd IEEE PVSC, in press 2016, (Portland, OR).

[23] M. Rienäcker, M. Bossmeyer, A. Merkle, U. Römer, F. Haase, J. Krügener, R. Brendel, R. Peibst, „Junction resistivity of carrier selective polysilicon on oxide junctions and its impact on solar cell performance”, IEEE Journal of Photovoltaics, under review (2016).

[24] R. Brendel, T. Dullweber, R. Peibst, C. Kranz, A. Merkle and D. Walter, „Breakdown of the efficiency gap to 29% based on experimental input data and modeling”, Progress in Photovoltaics: Research and Applicationsn/a-n/a (2015).

[25] J. Y. Gan and R. M. Swanson, „Polysilicon emitters for silicon concentrator solar cells”, in Conference record of the twenty first IEEE photovoltaic specialists conference (1990), pp. 245.

[26] R. Brendel, T. Dullweber, R. Gogolin, H. Hannebauer, N.-P. Harder, J. Hensen, S. Kajari-Schröder, R. Peibst, J. H. Petermann, U. Römer, J. Schmidt, H. Schulte-Huxel and V. Steckenreiter, „Recent progress and options for future crystalline silicon solar cells”, in Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (WIP-Renewable Energies, Munich, 2013), pp. 676 - 690.

[27] F. Feldmann, M. Bivour, C. Reichel, M. Hermle and S. W. Glunz, „A passivated rear contact for high-efficiency n-type Si solar cells enabling high Vocs and FF > 82%”, in Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (WIP-Renewable Energies, Munich, 2013), pp. 988-992.

[28] U. Romer, R. Peibst, T. Ohrdes, B. Lim, J. Krugener, T. Wietler and R. Brendel, „Ion implantation for poly-si passivated back-junction back-contacted solar cells”, Photovoltaics, IEEE Journal of **5**, 507-514 (2015).

[29] E. M. Sachs, A. Lorenz, R. Wallace, S. Hudelson, R. Jonczyk, B. Kernan, M. Ismail, D. Harvey, C. Lund and F. v. Mierlo, „Direct wafer™ - high performance 156mm silicon wafers at half the cost of sawn”, in Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (WIP-Renewable Energies, Munich, 2013).

[30] Pressemitteilung Hanwha QCells: https://www.q-cells.com/uploads/media/20151104_HQC_reaches_19.1__efficiency_on_1366__s_Direct_Wafers.pdf , download am 29.8.2016.

[31] A. Lorenz, J. Hofstetter, H. Malkasian, L. Sanderson and F. van Mierlo, „3 dimensional direct wafer product with locally-controlled thickness", in Proc. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference (WIP-Renewable Energies, Munich, 2016), pp. 310 - 312.

[32] H. Tayanaka and T. Matsushita, „Separation of thin epitaxial Si film on porous Si for solar cells", in Proceedings of the 6th Sony Research Forum (Sony, 1996), pp. 556 (in Japanese).

[33] R. Brendel, „A novel process for ultrathin monocrystalline silicon solar cells on glass", in 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference (WIP, Barcelona, 1997), pp. 1354-1357.

[34] T. Yonehara, K. Sakaguchi and N. Sato, „Epitaxial layer transfer by bond and etch back of porous Si", Applied Physics Letters **64**, 2108 (1994).

[35] E. Kobayashi, N. Kusunoki, Y. Watabe1, Y. Hao and T. S. Ravi, „Epitaxially grown wafer based silicon heterojunction cells", in 6th World Conf. on Photovolt. Energy Conversion (Kyoto, Japan, 2014).

[36] Verlinden PJ, „ Advanced Silicon Solar Cell Strategy for Lower Cost of Electricity", in SiliconPV 2014, 's Hertogenbosch, The Netherlands; 2014.

[37] Hogg K., „EPFL Achieves 21% Efficiency for Perovskites", Queanbeyan; 2015.

[38] Kapadia R, Yu Z, Wang HH, Zheng M, Battaglia C, Hettick M, Kiriya D, Takei K, Lobaccaro P, Beeman JW, Ager JW, Maboudian R, Chrzan DC, Javey A, „A direct thin-film path towards low-cost large-area III-V Photovoltaics". Sci. Rep. 2013; 3, DOI: 10.1038/srep02275.

[39] Bosco JP, Scanlon DO, Watson GW, Lewis NS, Atwater HA. „Energy-band alignment of II-VI/Zn3P2 heterojunctions from x-ray photoemission spectroscopy". J. Appl. Phys. 2013; 113(20): 203705, DOI: 10.1063/1.4807646.

[40] Mårtensson T, Svensson, C. Patrik T., Wacaser BA, Larsson MW, Seifert W, Deppert K, Gustafsson A, Wallenberg, L. Reine, Samuelson L. „Epitaxial III−V Nanowires on Silicon". Nano Lett. 2004; 4(10): 1987–90, DOI: 10.1021/nl0487267.

[41] Duan X, Lieber CM. General, „Synthesis of Compoung Semiconductor Nanowires". Advanced Materials 2000; 12: 298–302.

[42] Holm JV, Aagesen M, Yunyan Zhang, Jiang Wu, Hatch S, Huiyun Liu (eds). „Bandgap optimized III–V (GaAsP) nanowire on silicon tandem solar cell device and data". Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2014 IEEE 40th; 2014.

[43] Aberg I, Vescovi G, Asoli D, Naseem U, Gilboy JP, Sundvall C, Dahlgren A, Svensson KE, Anttu N, Bjork MT, Samuelson L (eds). „A GaAs nanowire array solar cell with 15.3% efficiency at 1 sun". Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd; 2015.

[44] Kapadia R, Yu Z, Hettick M, Xu J, Zheng MS, Chen C, Balan AD, Chrzan DC, Javey A. „Deterministic nucleation of InP on metal foils with the thin-film vapor–liquid–solid growth mode". Chem. Mater. 2014; 26(3): 1340–4, DOI: 10.1021/cm403403v.

[45] Kornienko N, Whitmore DD, Yu Y, Leone SR, Yang P. „Solution phase synthesis of indium gallium phosphide alloy nanowires". ACS nano 2015; 9(4): 3951–60, DOI: 10.1021/nn507335j.

[46] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. - Energiepflanzen, http://energiepflanzen.fnr.de/energiepflanzen/, abgerufen am 29.08.2016

[47] Dullweber, T., Kranz, C., Peibst, R., Baumann, U., Hannebauer, H., Fülle, A., Steckemetz, S., Weber, T., Kutzer, M., Müller, M., Fischer, G., Palinginis, P., and Neuhaus, H. (2015) „PERC+: industrial PERC solar cells with rear Al grid enabling bifaciality and reduced Al paste consumption“. Prog. Photovolt: Res. Appl., doi: 10.1002/pip.2712.

[48] M. Faulstich et al., “Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen 2050”, Niedersächsiches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, Hannover (2016) ISBN 978-3-00-052763-0

[49] M. R. Vogt, H. Holst, M. Winter, S. Knoc, A. Ruppenthal, R. Brendel, and P. P. Altermatt, „Optical loss analysis of colored PV modules” in Proceedings of the 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2014, pp. 1115–1116.

[50] K. Bandhari et al., „Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 47 (2015) 133–141

[51] R. Frischknecht, R. Itten, F. Wyss, I. Blanc, G. Heath, M. Raugei, P. Sinha, A. Wade, 2014, „Life cycle assessment of future photovoltaic electricity production from residential-scale systems operated in Europe”, Subtask 2.0 "LCA", IEA-PVPS Task 12

[52] S.A. Mann, de Wild-Scholten, Mariska J., V.M. Fthenakis, W.G. van Sark, W.C. Sinke, „The energy payback time of advanced crystalline silicon PV modules in 2020: a prospective study”, Prog. Photovolt: Res. Appl. n/a (2013)

[53] „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013“, Climate Change 29/2014, Umweltbundesamt, 2014

[54] GEMIS - Globales Emissions-Modell integrierter Systeme v.4.94, Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien, http://www.iinas.org/gemis-de.html, abgerufen am 22.08.2016

[55] R. Schmalensee et al., „The future of solar energy”, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, Cambridge 2015, ISBN 978-0-928008-9-8

[56] H. Hannebauer, T. Dullweber, U. Baumann, T. Falcon, R. Brendel, „21.2%-efficient fineline-printed PERC solar cell with 5 busbar front grid”, Phys. Status Solidi RRL 8 (8), 675–679 (2014)

[57] J.D. Fields, Ahmad, Md. Imteyaz, V.L. Pool, J. Yu, Van Campen, Douglas G., P.A. Parilla, M.F. Toney, van Hest, Maikel F. A. M., "The formation mechanism for printed silver-contacts for silicon solar cells", Nat Commun 7 (2016).

[58] H. Schulte-Huxel, R. Bock, S. Blankemeyer, A. Merkle and R. Brendel, "Aluminum-Based Mechanical and Electrical Laser Interconnection Process for Module Integration of Silicon Solar Cells," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 2, no. 1, pp. 16-21, Jan. 2012. doi: 10.1109/JPHOTOV.2011.2177072

[59] Hailegnaw, Bekele; Kirmayer, Saar; Edri, Eran; Hodes, Gary; Cahen, David (2015): „Rain on Methylammonium Lead Iodide Based Perovskites: Possible Environmental Effects of Perovskite Solar Cells”. In: The journal of physical chemistry letters 6 (9), S. 1543–1547. DOI: 10.1021/acs.jpclett.5b00504.

[60] „Leitfaden zur Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung“, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Köln, 2015

[61] M. Seitz et al.: „Ökoeffizienzanalyse von Photovoltaikmodulen“, bifa-Text Nr. 62, bifa Umweltinstitut GmbH Augsburg, ISSN 0944-5935 (2013)

[62] S. Weckend, A. Wade und G.Heath, „End-of-life management: solar photovoltaic panels“, International Renewable Energy Agency (IRENA) and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems (IEA-PVPS), ISBN 978-92-95111-99-8 (2016)

[63] BSW-Solar Infopapier: „Das neue ElektroG2: Auswirkungen auf das Solarhandwerk“ (Januar 2016), www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/ElektroG_Informationsflyer_BSW.pdf, abgerufen am 26.08.2016

[64] C. Herden, B. Gharadjedaghi und J. Rassmus, „Naturschutzfachliche Bewertungsmethoden von PV-Freiflächenanlagen“, BfN – Skripten 247, Bundesamt für Naturschutz, Bonn, 2007

[65] I. Landeck, K. Kempe und C- Holdmann, „Leben unter Sonnenstrom - Wie Photovoltaik-Freiflächenanlagen Offenlandlebensräume verändern“, naturmagazin, 1, 22-23 (2013)

[66] N. Espinosa, L. Serrano-Luján, A. Urbina, F.C. Krebs, "Solution and vapour deposited lead perovskite solar cells: Ecotoxicity from a life cycle assessment perspective", Solar Energy Materials and Solar Cells 137 303–310 (2015).

Projekt „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050“

Kurzgutachten: Photovoltaik im städtischen Raum

Prof. Dr. Ursula Eicker, Hochschule für Technik Stuttgart

Einleitung

Die Konzeptentwicklung von intelligenten, energieeffizienten, lebenswerten und nachhaltigen Städten ist eine der wichtigsten Zukunftsaufgaben. Im Jahr 2050 werden circa 70% der Weltbevölkerung in Städten leben. Städte entscheiden damit über das Gelingen der Klima- und Energiewende. Auch in Deutschland gibt es einen Trend zur weiteren Urbanisierung in den Metropolregionen, wenn auch einige ländlichere Regionen schrumpfen. Als zweiter gesellschaftlicher Megatrend führt die digitale Transformation zu einer zunehmenden Vernetzung von Energieverbrauchern und dezentralen Versorgern. Durch die Verbindung von neuen Technologien kann die Urbanisierung nachhaltig gestaltet und neue Geschäftsmodelle für die Wirtschaft bei gleichzeitigem Fortschritt beim Klimaschutz aufgebaut werden.

Um die ambitionierten deutschen Ziele der Reduktion von Treibhausgasemissionen von 40 % gegenüber 1990 (Ziel 2020), 55 % THG Reduktion (Ziel 2030), mindestens 70 % bis zum Jahr 2040 und 80-95 % bis zum Jahr 2050 zu erreichen, müssen Städte einen signifikanten Beitrag leisten. Dieser liegt zum einen in einer deutlichen Reduktion des Energiebedarfs für Wärme, Strom und Kraftstoffe, zum anderen in einer möglichst hohen erneuerbaren Eigenerzeugung. Dabei spielt die Solarenergienutzung, insbesondere die solare Stromerzeugung, eine herausragende Rolle, da Wind-Biomasse- oder Wasserkraftkapazitäten im bebauten Raum sehr begrenzt sind.

Im Jahr 2015 wurde durch die PV mit etwa 38,5 TWh etwa 7,5% des Netto-Stromverbrauchs in Deutschland erzeugt. Mittlerweile sind 40 GW installiert verteilt auf ca. 1,5 Mio. Anlagen (Wirth, 2016). Endkundenpreise liegen mittlerweile bei etwa 1300 Euro/kWp.

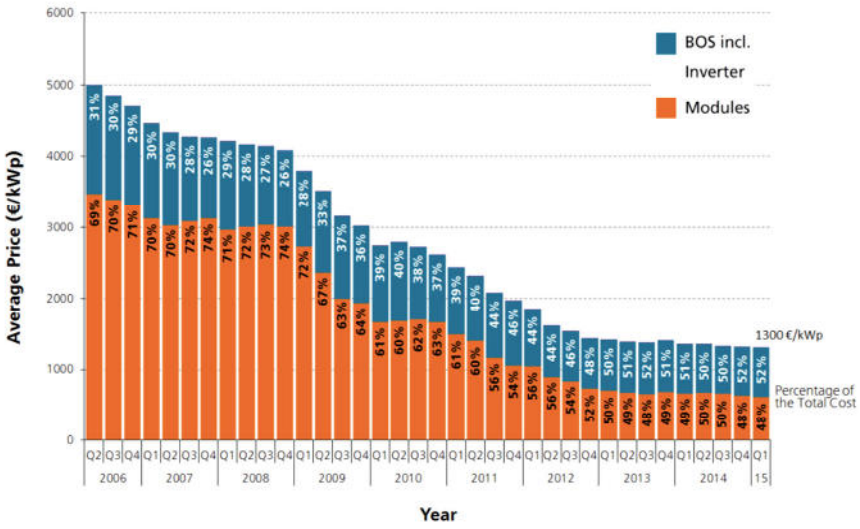


Abbildung 1: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kW_p, Daten von BSW, Darstellung PSE AG (Wirth, 2016)

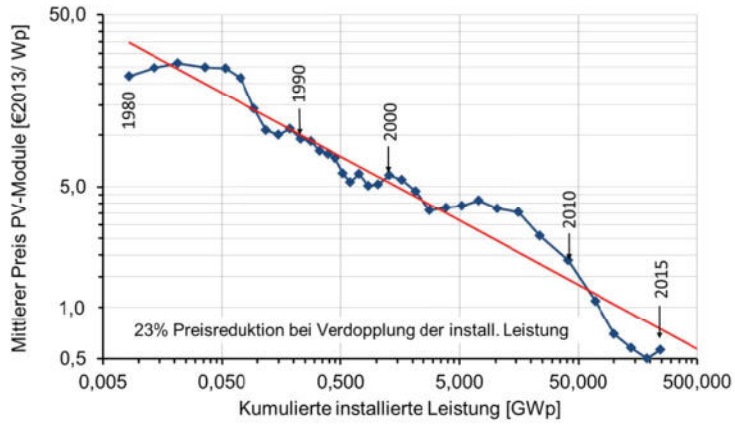


Abbildung 2: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD) (Wirth, 2016).

Bei einer Verdopplung der kumulierten installierten Leistung sinken die Modulpreise um etwa 23%.

Die Möglichkeiten und Grenzen solarer Erzeugungskapazitäten im städtischen Raum und die Bedarfsdeckung abhängig von der Verbrauchsstruktur wird im Folgenden aufgezeigt.

Einschätzung des aktuellen Stands der Anlagentechnik

Wirkungsgrade und Flächenpotentiale

Die heute kommerziell erhältlichen, größtenteils aus kristallinem Silizium hergestellten Module erreichen Wirkungsgrade um die 16 %, mit Spitzenwerten von 20%. Dünnschichtmodule bieten den Vorteil geringeren Materialaufwandes und erreichen etwa 12% Wirkungsgrad, Laborzellen das Doppelte.

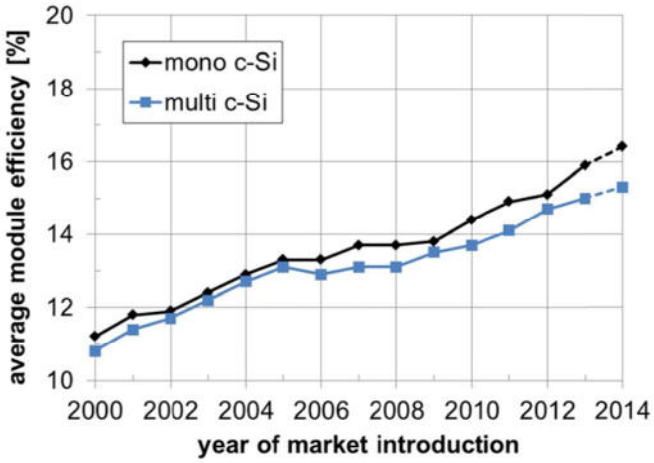


Abbildung 3: Entwicklung der mittleren Wirkungsgrade von PV-Module auf Basis von mono- und multi-kristallinen Zellen nach dem Jahr der Markteinführung, Daten aus Photon International 2014-02

Ausgehend von dem Modulwirkungsgrad werden weitere PV Anlagenverluste durch das Leistungsverhältnis (Performance Ratio PR) beschrieben. Jährliche PR von PV Systemen liegen bei 80 bis 90% und beinhalten Verluste durch eine höhere Betriebstemperatur als unter Standardtestbedingungen mit 25°C, variable Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung, Leitungswiderstände sowie Wandlungsverlusten des Wechselrichters. Der Wirkungsgrad von PV-Wechselrichtern erreicht heute bis zu 98%. Die in Deutschland erreichbaren Energieerträge liegen derzeit je nach Einstrahlung, Modul-Wirkungsgrad und PR zwischen 900 bis 1100 kWh/kWp. Bei

einem durchschnittlichen 4-Personen- Haushaltsstromverbrauch von 4200 kWh Strom kann eine 25 bis 30 m^2 Anlage den Bedarf rechnerisch decken.
Über 98 Prozent der etwa 1,5 Millionen Solarstromanlagen in Deutschland sind an das dezentrale Niederspannungsnetz angeschlossen und erzeugen Solarstrom verbrauchsnah (BSW, 2015). Auf große PV-Kraftwerke im Megawatt Leistungsbereich entfallen in Deutschland nur 15% der installierten PV-Leistung. Freiflächenanlagen sind aufgrund der gestrichenen EEG Vergütung rückläufig und tragen in den letzten 5 Jahren zu etwa 20% der jährlich neu installierten Gesamtleistung bei, der überwiegende Teil sind weiterhin Dachanlagen.

In einer Studie des Fraunhofer IWES wurde eine Literaturrecherche zum Stromerzeugungspotential der Photovoltaik auf Gebäuden und Freiflächen in Deutschland durchgeführt (Braun et al, 2012). Das Dachflächenpotential wird zwischen 965 km^2 und 1516 km^2 abgeschätzt.
Bei Modulwirkungsgraden von 8% für heutige Dünnschichtmodule würde sich auf 965 km^2 eine Leistung von 77 GWp installieren lassen, bei 20% Wirkungsgrad 193 GWp. Auf 1516 km^2 lassen sich bei einem Wirkungsgrad von 8% 121 GWp installieren, bei 20% Wirkungsgrad sind es 304 GWp. Das Fassadenpotential wird auf Werte zwischen 19 und 47 GWp abgeschätzt und liegt damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die Flächen entlang von Autobahnen. Zusammen mit Freiflächen ergibt sich je nach Wirkungsgrad eine installierbare Modulleistung zwischen 229 GW und 569 GW. Bei der aktuellen räumlichen Verteilung wurde eine überdurchschnittlich hohe Leistungsdichte vor allem in süddeutschen und in westlichen Teilen Nordrhein-Westfalens ermittelt. Daraus ergab sich, dass 80 % der installierten PV-Kapazität bei 10 % der Verteilnetzbetreiber installiert sind.

Das BmWi geht in seiner Marktanalyse 2014 von einem verfügbaren Dachflächenpotential von 1100 km^2 aus. Der heutige PV Dachanlagenbestand liegt bei etwa 27 GW, das noch verbleibende Potential wird auf etwa 75 GW geschätzt. Im landwirtschaftlichen Bereich sind in manchen Regionen die verfügbaren Dachflächen bereits weitgehend belegt. Dabei sind PV Dachanlagen in der Regel genehmigungsfrei, bei mittleren und großen Dachanlagen ist mit Planung, Netzanschlussanfrage und Netzverträglichkeitsprüfung mit etwa 3 Monaten Vorlaufzeit zu rechnen (ZSW, 2014).

Die DENA Studie zur Integration erneuerbaren Energieversorgung in Deutschland sieht den Anteil der Photovoltaik im Jahr 2050 bei 18% der inländischen Brutto-Stromerzeugung von 419 TWh, was einer Stromproduktion von 72 TWh oder einer Leistung von circa 72 GW entspricht, weniger als der auf 123 TWh geschätzte Direktimport (DENA, 2012).

Die Fraunhofer ISE Studie sieht den PV Anteil 2050 bei 147 GW oder 143 TWh bei einer angenommenen Bruttostrom von 634 TWh (ähnlich heutigen Werten). Die erneuerbaren Energien tragen in diesem Szenario zu knapp 80% der Bruttostromerzeugung bei (Henning und Palzer, 2013).

Die Studie des Forschungsverbundes Erneuerbare Energien geht von einer deutlich höheren Bruttostromerzeugung von 780 TWh aus und schätzt den Photovoltaikanteil mit 15% oder 117 TWh ab (FVEE, 2010).

Die prognostizierten Leistungen von bis zu 150 GW in 2050 zeigen, dass für eine sehr hohe Durchdringung im städtischen Raum erforderlich ist, um die notwendigen Flächen zur Verfügung zu stellen.

Netzeinspeisung und Leitungsausbau

Solarstrom wird überwiegend dezentral in die Verteilnetze eingespeist und stellt damit eher geringe Anforderungen an einen Ausbau des innerdeutschen Übertragungsnetzes. Eine hohe PV-Anlagendichte in einem Niederspannungs-Netzabschnitt kann jedoch an sonnigen Tagen dazu führen, dass die Stromproduktion den Stromverbrauch in diesem Abschnitt übersteigt. Der Strom fließt dann nicht mehr aus dem Hochspannungsnetz in die untergeordnete Netzebene, sondern in

entgegengesetzter Richtung, d.h. es findet eine Rückspeisung elektrischer Energie aus den Verteilnetzen zur Übertragungsebene statt. Für diese Fälle sind starke Spannungsanstiege an weit vom Umspannwerk entfernten Netzausläufern zu erwarten.
Da die Verteilnetze bislang nur für die prognostizierten Lasten in den jeweiligen Versorgungsgebieten ausgelegt wurden, und da Strompreissignale, die die lokale Verteilnetzsituation wiederspiegeln, noch kein Bestandteil des deutschen Energiemarkts sind, können so Engpässe bei der Integration von PV-Anlagen entstehen. Zudem ist der volatile – also schwankende – Charakter der Energiebereitstellung aus diesen Anlagen zu berücksichtigen. Sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene muss daher über Möglichkeiten zur Stärkung und Flexibilisierung der elektrischen Infrastruktur nachgedacht werden, um auch in Zukunft einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen.
Um einen sicheren Netzbetrieb bei geringen Kosten zu ermöglichen, sollten Technologien zur Flexibilisierung oder zur Stärkung des Netzes an sich kombiniert werden. Bei der klassischen Stärkung der Verteilnetze erfolgt ein physikalischer Netzausbau. Hierbei werden die elektrischen Betriebsmittel wie z.B. Transformatoren, Erdkabel und Freileitungen durch leistungsstärkere Komponenten ersetzt oder ergänzt. Bei regelbaren Ortsnetztransformatoren kann das Übersetzungsverhältnis von Primär- zu Sekundärspannung eingestellt werden, so dass Spannungsänderungen ausgeregelt werden. Ein Austausch aller Ortsnetztransformatoren würde daher eine Entkopplung von Mittel- und Niederspannungsebene hinsichtlich der Spannungshaltung ermöglichen. Ein gleichzeitiger Austausch aller Ortsnetztransformatoren ist jedoch wirtschaftlich kaum zu vertreten und müsste sukzessive entsprechend der Lebensdauerzyklen der alten Transformatoren erfolgen. Ein Tausch bietet sich für Stationen kritischer Niederspannungsnetze an. Insbesondere bei langen Stichleitungen können regelbare Transformatoren zusammen mit einer Spannungsüberwachung zu einem zuverlässigen Betrieb beitragen.

Zusätzlich kann über eine Vernetzung aktiver Betriebsmittel wie Transformatoren, Spannungsregler, Speicher etc. dynamisch auf das Verteilnetz eingewirkt werden. Dazu sind Kenntnisse über den aktuellen Netzzustand zu jedem Augenblick von entscheidender Bedeutung.

BEISPIEL

Auf der Ebene des Verteilnetzes wurden am Beispiel der ländlichen Kommune Wüstenrot in Baden Württemberg die Auswirkungen einer 100% erneuerbaren Versorgung untersucht (Pietruschka et al, 2016).

Das Gesamtpotenzial von dachintegrierter Photovoltaik wurde mit Hilfe eines 3D-Stadtmodells im CityGML Format ermittelt (Eicker et al, 2014). Hierfür wurden Dachflächen aufgrund ihrer Dachneigung sowie des Azimuts im Hinblick auf ihre Eignung untersucht. Ergebnis der Berechnungen ist die Leistung der insgesamt auf Dachflächen installierbaren Photovoltaikanlagen.

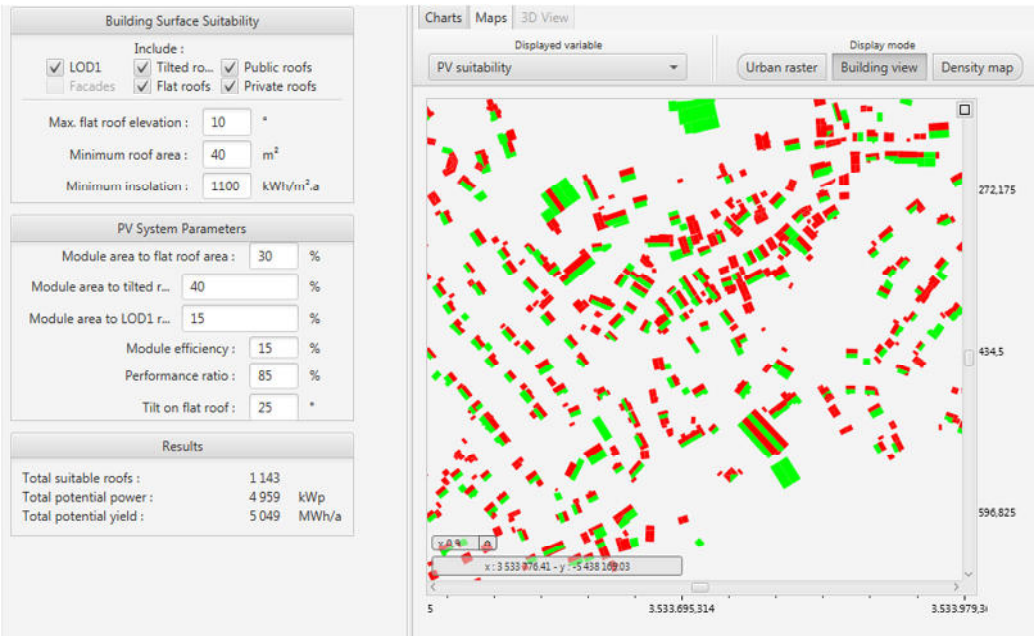


Abbildung 4: Urbane Simulationsplattform mit Photovoltaik Potentialanalyse. Dächer, die für Photovoltaik geeignet sind, sind grün markiert.

Insgesamt wurde in Wüstenrot ein Potenzial von ca. 9,6 MW an installierten PV-Anlagen ermittelt, was nahezu dem dreifachen Wert der maximalen Netzlast von ca. 3,5 MW entspricht.

Unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors, der aus der Ausrichtung der einzelnen Anlagen resultiert, ergibt sich für die Netzlastberechnungen eine maximale Einspeisung von 50 % der gesamten Dachflächenleistung.

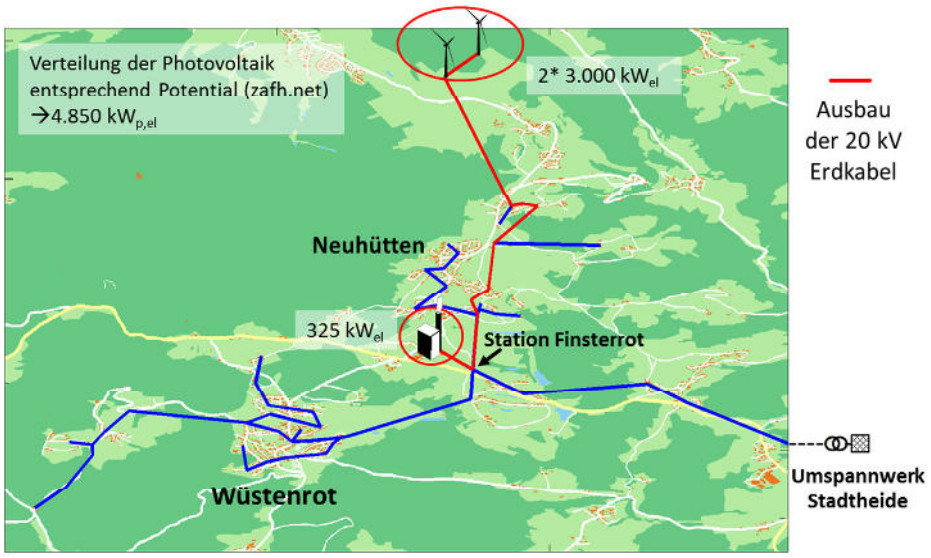


Abbildung 5: Gesamt Potenzial der berücksichtigten dezentralen Erzeugungsleistung im Netz Wüstenrot

Das Netz im Versorgungsgebiet der Gemeinde Wüstenrot weist typische Charakteristika eines ländlich geprägten Verteilnetzes auf. Das Netz besteht im Wesentlichen aus zwei offen betriebenen Mittelspannungsringen, die über eine gemeinsame Trasse vom ca. 25 Kilometer entfernten Umspannwerk versorgt werden. Insbesondere auf den Stichleitungen zu entfernt gelegenen Ortsteilen sind ausgeprägte Spannungsabweichungen zu erwarten.

Untersuchungen der Projektpartner des IFK der Universität Stuttgart zeigten, dass eine Integration des Gesamtpotenzials von ca. 11,2 MW inklusive Windkraft und Biomasse BHKW nicht ohne einen Ausbau des Verteilnetzes zu realisieren ist, sofern keine Batteriespeicher eingesetzt werden. Die Batteriespeicher können flexibel als Erzeuger oder Verbraucher eingesetzt werden. Somit können die Lastflüsse über die Leitungen verringert werden. Aufgrund der geringeren Lastflüsse ist in Folge auch ein niedrigerer Spannungsabfall zu beobachten.

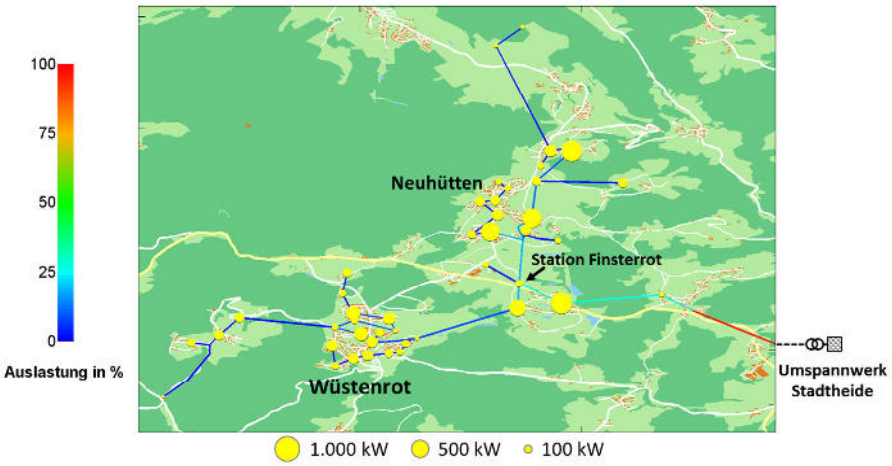


Abbildung 6: Maximal mögliche Integration dezentraler Erzeugungsleistung bei optimaler geographischer Verteilung in der Gemeinde Wüstenrot.

Ganz ohne einen Netzausbau können ca. 7,8 MW an dezentraler Einspeiseleistung integriert werden, wenn diese optimal auf das Netz verteilt werden.

Studien von Fraunhofer IWES und ECOFYS im Auftrag des BSW haben ergeben, dass ein Ausbau der installierten PV-Leistung auf 70 GW bis zum Jahr 2020 Netzausbaukosten von ca. 1,1 Mrd. Euro verursacht (IWES, 2011, Ecofys, 2012). Betrachtet wurde ein Ausbau im Niederspannungsnetz mit PV-Anlagen, die Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung durch Blindleistungskompensation bereitstellen und eine teilweise Ausrüstung von Ortsnetztrafos mit Regeleinrichtungen. Die entsprechenden jährlichen Kosten entsprechen etwa 10% der routinemäßigen Ausgaben für die Netzertüchtigung.

Ausblick auf die weiteren technologischen Entwicklungen bis zum Jahr 2050

Solarpotentiale im städtischen Raum

Der Wirkungsgrad ist für Solarmodule eine der wichtigsten Größen, um Kosten und vor allem Flächenbedarf für die solare Stromerzeugung zu reduzieren.
Bei einem theoretischen Wirkungsgrad von 33% unter einem terrestrischen Solarspektrum (Shockley und Queisser, 1961) werden heute mit den besten Laborzellen bereits drei Viertel dieses theoretischen Wirkungsgrades erreicht, so dass mit kristalliner Zelltechnologie in den nächsten Jahrzehnten nicht wesentlich mehr als 25% Wirkungsgrad zu erwarten sind. Signifikantere Wirkungsgradsteigerungen können durch Stapelung von Solarzellen erreicht werden, da bei gestapelten Absorbern der theoretische Wirkungsgrad unkonzentrierter Solarstrahlung auf 67% steigt (Würfel und Trupke, 2003). Gestapelte Hochleistungszellen aus GaInP, GaInAs und Ge erreichen schon heute Wirkungsgrade von 48%.
Bei der Ermittlung von Photovoltaikpotentialen im städtischen Bereich steht bisher die bilanzielle Deckung des jährlichen Stromverbrauchs im Vordergrund. Da die Energieflüsse in elektrischen Netzen jedoch zu jedem Zeitschritt ausgeglichen sein müssen, ist es notwendig, die erneuerbare Erzeugung zu jedem Zeitschritt mit der elektrischen Lastabnahme zu bilanzieren und bei Unter- bzw.

Überdeckung verfügbare Speicher zu aktivieren. Ein typischer Gebäudelastgang für ein Mehrfamilienhaus zeigt die Differenzen zwischen erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch (Strzalka et al, 2012).

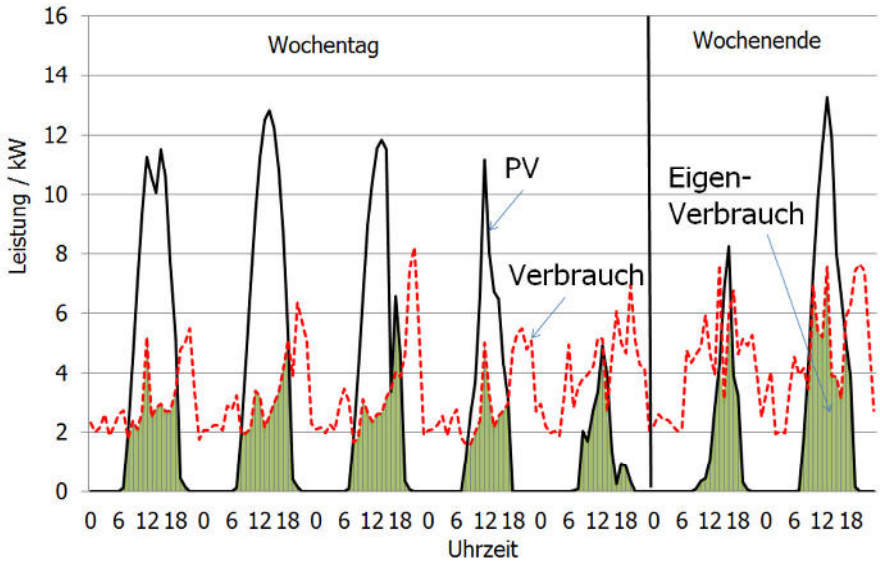


Abbildung 7: Gemessener Stromverbrauch eines vierstöckigen Mehrfamilienhauses im Scharnhauser Park mit einer 15 kW PV Anlage in einer Sommerwoche. Der jährliche Eigenstromanteil liegt bei 56% und der Jahresdeckungsgrad bei 44%.

Während der Eigenverbrauch mit zunehmendem Stromverbrauch steigt, beispielsweise in Gebäuden mit höherer Nutzfläche, sinkt gleichzeitig der solare Deckungsgrad, da immer weniger Solarfläche eine immer größere Nutzfläche bedienen muss.

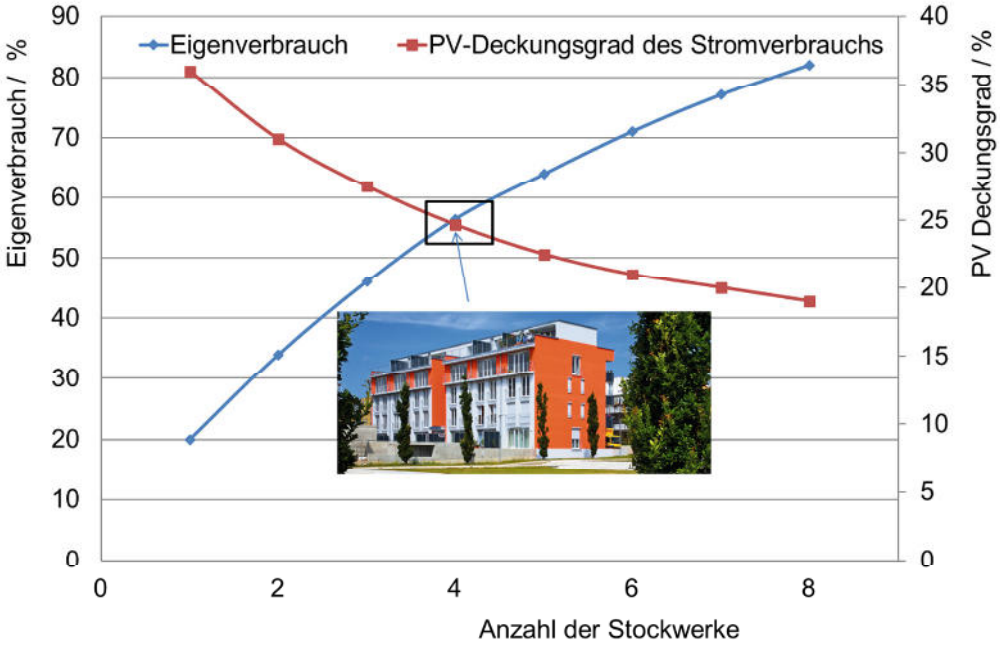


Abbildung 8: Eigenverbrauch abhängig von der Geschossanzahl eines Mehrfamilienhauses bei einem Stromverbrauch von 20 kWh/m2a und einer 15 kWp PV Anlage.

Hohe Deckungsgrade > 80% lassen sich bei aufgeständerten PV Anlagen nur im Einfamilienhausbereich erreichen. Bei vollflächiger Dachnutzung können auch größere Gebäude

alleine durch die Dachanlagen versorgt werden. Eine Untersuchung eines städtebaulichen Entwurfs in München Freiham zeigte, dass nur die vollflächige Dachintegration von Photovoltaikmodulen zu Plusenergiekonzepten führen, während aufgeständerte Anlagen oder Dachaufbauten keine bilanzielle Deckung des Strombedarfs ermöglichen (Eicker et al, 2015).

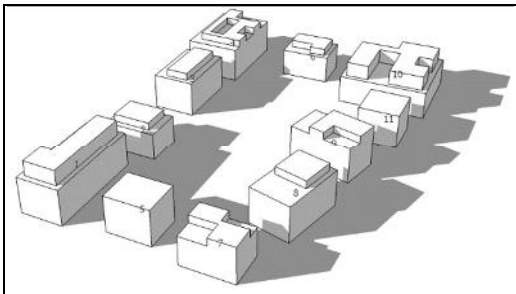
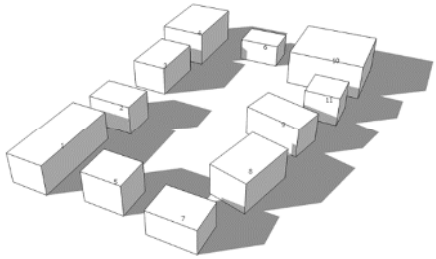
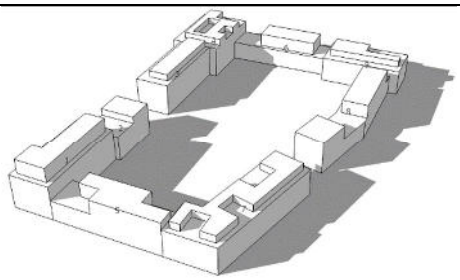
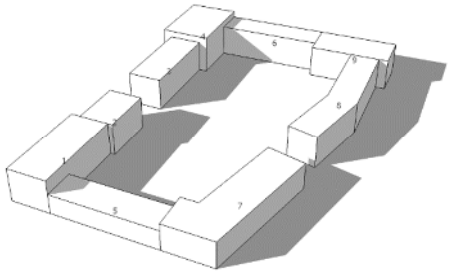
 Varia nte B1: wenig kompakte städtebauliche Form mit Dachaufbauten	 Variante B2: wenig kompakte städtebauliche Form mit kompakten Dächern
 Variante C1: kompakte städtebauliche Form mit Dachaufbauten	 Variante C2: kompakte städtebauliche Form mit kompakten Dächern

Abbildung 9: Analyse des Solarpotentials verschiedener städtebaulicher Variante in der Stadterweiterung München-Freiham.

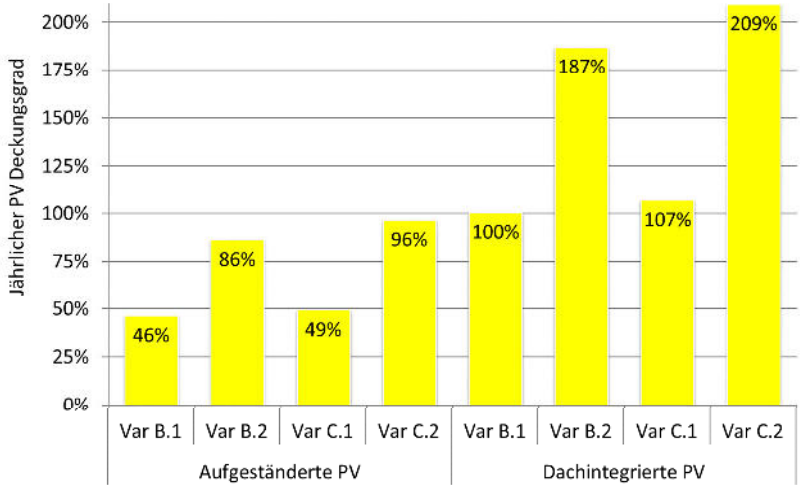


Abbildung 10: Solarer Deckungsgrad für einen mehrgeschossigen Gebäudeblock mit aufgeständerter und mit vollständig dachintegrierter Photovoltaik.

Aufgrund der begrenzten Flächen für gebäudeintegrierte Photovoltaik sind neue Lösungen der Flächennutzung in Straßen, Fahrradwegen oder ähnlichem interessant.

Abbildung 11: Bau der ersten Solarstraße in Europa als 70 Meter langer Fahrradweg in Krommenie (Firma SolaRoad).

Netzintegration und Systemdienstleistung

Der zurzeit stattfindende Wandel des Energiemarkts betrifft direkt die Ausrichtung von Energieversorgern (Feuerriegel und Neumann (2014)). Der wachsende Anteil von erneuerbaren Energien und die Nutzung des Potentials, das Demand-Side-Management (DSM) bzw. Demand-Response (DR) bieten, erfordern intelligente Stromnetze, die die Steuerung von Erzeugern, Verbrauchern und Energieübertragung vernetzt. Allein für Deutschland geht man in Haushalten je nach möglicher Technologie von 18 bis 27 GW an flexibel regelbarer Last (Klobosa, 2001) und von 35 GW an negativer Regellast aus, was in Bezug auf die flexibel regelbare Last dem Herunter- bzw. Anfahren von ca. 20 Großkraftwerken entspricht (DENA, 2010). Kombinierte PV-Batterie Systeme können nicht nur zur Netzstützung bei Überfrequenz beitragen, sondern auch bei Unterfrequenz durch zusätzliche Leistungseinspeisung.

Aufgrund der großen Bedeutung von Informations- und Kommunikationstechnologien für diese Transformation wird in diesem Zusammenhang auch von einem „Internet der Energie“ gesprochen (BDI, 2008). Dies führt dazu, dass in Zukunft das klassische Feld der Energieversorgung zunehmend auf IT-Anwendungen sowie Informations- und Kommunikationstechnologien angewiesen sein wird. EVUs und Stadtwerke werden also in Zukunft eine wachsende Anzahl von Diensten rund um das Objektmanagement wie den Betrieb eines Gesamtenergiesystems auf Gebäudeebene in Verbindung mit (flexiblen) Tarifvorteilen anbieten (BMWi, 2014).

Ein nationales Roll-out von Smartmetern für Haushalte wird die Geschäftsmodelle von Energieversorgern massiv beeinflussen. Smartmeter ermöglichen, dass Haushaltsanlagen (PV Systeme, Stromheizung, Wärmepumpen, Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge etc.) auf Preissignale reagieren können. Um sich für diese Zukunft zu rüsten, müssen Energieversorger entsprechende flexible Stromtarife entwickeln und darauf neue Geschäftsmodelle aufbauen. Diese Tarife müssen zumindest teilweise einen dynamischen preislichen Anreiz beinhalten, um auf tägliche und intratägige Preissignale zu reagieren. In der Praxis existiert bis heute kein Mechanismus, der über ein Preissignal für die Stabilisierung des örtlichen Verteilnetzes sorgt. Größeren Kunden ist es zwar möglich, reduzierte Netzentgelte zu beantragen, wenn ihre Stromspitzen außerhalb von Hochlastzeitfenstern liegen. Haushalte dagegen können höchstens davon profitieren, wenn für das gesamte Netzgebiet etwas weniger Netzentgelte gezahlt werden, weil die Kunden sich netzdienlicher verhalten. Die derzeitige Situation bedeutet, dass einzelne Akteure noch nicht dazu motiviert werden, einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten.

Seit dem 1. Januar 2016 müssen PV Anlagen mit einer installierten Leistung bereits ab 100 kW (bisher 500 kW) den Strom direkt vermarkten (EEG 2014, §37) und über eine Fernsteuereinheit verfügen. Bei Abregelungen von Anlagen werden vom Netzbetreiber Entschädigungen ähnlich der EEG Vergütung bezahlt. Mögliche Vermarktungswege existieren über Day-Ahead- und Intraday-Auktionen, den kontinuierlichen Intraday-Markt der Strombörse EPEX SPOT oder Handel außerhalb der Börse (Over the Counter OTC). Zusätzlich kann der Regelenergiemarkt der Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden, während Anlagen mit EEG Vergütung keine Doppelvermarktung durchführen dürfen.

Dabei verwalten die Übertragungsnetzbetreiber zentral sogenannte Bilanzkreise, die durch Bilanzkreisverantwortliche BKV wie ein Energieversorgungsunternehmen oder einen Kraftwerksbetreiber bewirtschaftet werden. Aufgaben des BKV sind die Lastprognose von Verbrauchern und die Planung des genauen Ausgleichs mit eigenen Kraftwerken oder Handelsgeschäften. Basierend auf Prognosen von Erzeugung und Last im jeweiligen Bilanzkreis werden täglich in einem Fahrplanmanagement prognostizierte Strommengen an den Übertragungsnetzbetreiber gemeldet und die gemeldeten Mengen z.B. im Day-Ahead-Handel der Spotbörse EPEX vermarktet. Der Spotmarkt ist aufgrund der Prognosegüte für den stundenscharfen Handel für Photovoltaik gut geeignet. Die Verteilnetzbetreiber ermitteln nachträglich die tatsächlich stattgefundenen Verbräuche und der Übertragungsnetzbetreiber rechnet die zum Ausgleich zwischen tatsächlichen Verbräuchen und Einspeisungen aufgewendeten Ausgleichsenergien mit dem BKV ab. Allein die Transnet BW hat fast 2000 BKV.

Prognoseabweichungen im Bilanzkreis werden tagsüber im 15 Minütigen Intraday-Handel der EPEX gehandelt, um Ausgleichsenergiemengen zu reduzieren und der Pflicht zur viertelstundengenauen Bilanzkreisbewirtschaftung nachzukommen. Während länger anhaltende oder durch Prognose absehbare Bilanzungleichgewichte durch Handel am Intradaymarkt ausgeglichen werden, erfolgt der kurzzeitige Bilanzausgleich am besten über Sekundärregelreserve und Minutenreserveleistung (Consentec, 2010). Sekundärregelleistung muss 30 Sekunden nach einem Abruf erbracht werden und spätestens nach 5 Minuten Vollast liefern. Weiterhin muss während des Abrufs die Leistung am Netzanschluss konstant gehalten werden und am Ende des Abrufs ein Leistungssprung in Höhe der angebotenen SRL erfolgen. Für Photovoltaik besonders problematisch ist das derzeitige Marktdesign: da Sekundärregelleistung von ÜNB in wöchentlichen Auktionen ausgeschrieben wird, sind zuverlässige Erzeugungsprognosen kaum möglich. Viel sinnvoller wäre zumindest eine stundenscharfe Auktionierung am Vortag analog zur Day-Ahead-Auktion des Spotmarktes.

PV-Anlagen stellen bisher keine Regelleistung bereit, weder in Deutschland noch im Ausland. Durch den steigenden Anteil der PV-Anlagen in der Direktvermarktung interessieren sich jedoch immer mehr Direktvermarkter für die Bereitstellung von Regelleistung. Wichtig für eine sichere und wirtschaftliche Bereitstellung von Regelleistung durch PV-Anlagen ist eine Verbesserung der Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung und der Prognose.

Das von der Europäischen Union geförderte und von der Autorin koordinierte Horizon2020-Projekt Sim4Blocks entwickelt innovative Dienstleistungen zur Laststeuerung von kleinen Geschäfts- und Privatkunden. Die Entwicklungen werden an drei Pilotstandorten (Spanien, Schweiz und Deutschland) implementiert und getestet. Die Gebäudekomplexe sind mit verschiedenen Versorgungssystemen von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ausgestattet, wodurch die entwickelten DR Strategien direkt vor Ort getestet werden können. Zusätzlich zu den typischen Haushaltstromverbrauchern werden im Pilotprojekt Wüstenrot Lastverschiebeoptionen über Wärmepumpen untersucht. Dabei werden die Gebäude zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst, in einem durch den Day-Ahead-Markt vorgegebenen Betrieb betrachtet, aber auch die Sekundärregelleistungsbeiträge analysiert.

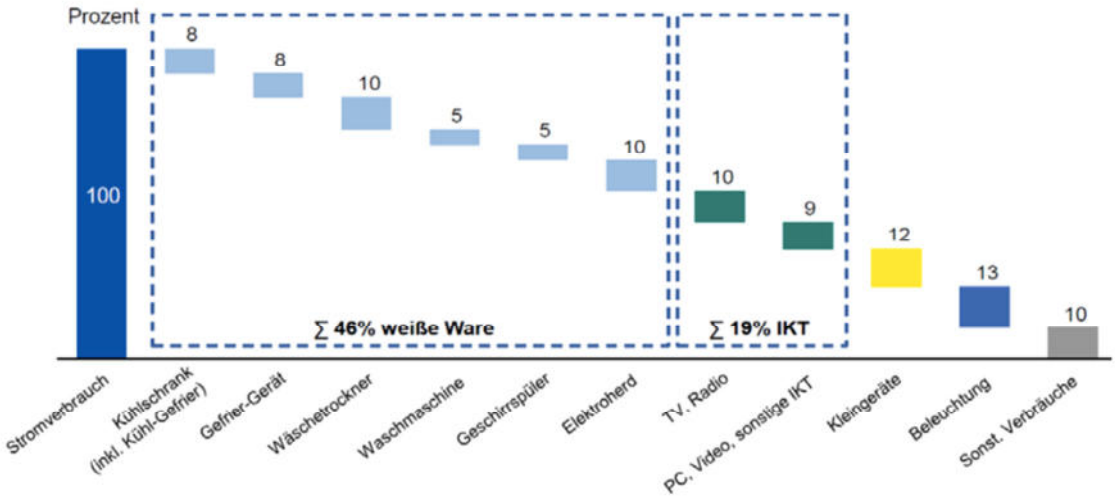


Abbildung 12: Stromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts ohne Warmwasseraufbereitung und Wärmepumpen zur Abschätzung von Lastmanagementoptionen (RWE, 2012)

Eine Untersuchung des ZSW Stuttgart zu Lastmanagement im Zusammenspiel von PV-Anlagen, Wärmepumpen, thermischen und elektrischen Speichern hat gezeigt, dass bei Einsatz eines Batteriespeichers mit modellprädiktiver Steuerung von elektrischem Speicher und Wärmepumpe mit Wärmespeicher der Eigenverbrauchsanteil regenerativ erzeugter Energie auf bis zu 70% steigen kann, während PV Anlagen im Einfamilienhaus eine Eigenstromnutzung von typisch 30% aufweisen (Matthis, 2014). Die Zielsetzung für die Erhöhung des Eigenverbrauchs sollte dabei insgesamt eine netzentlastende Wirkung sein, um Netzausbaukosten und Einspeisemanagement zu reduzieren. Dazu kann es nötig sein, dass Eigenverbrauchssysteme auch anderen Anwendungen durch Anreize oder Fernsteuerung zur Verfügung stehen.

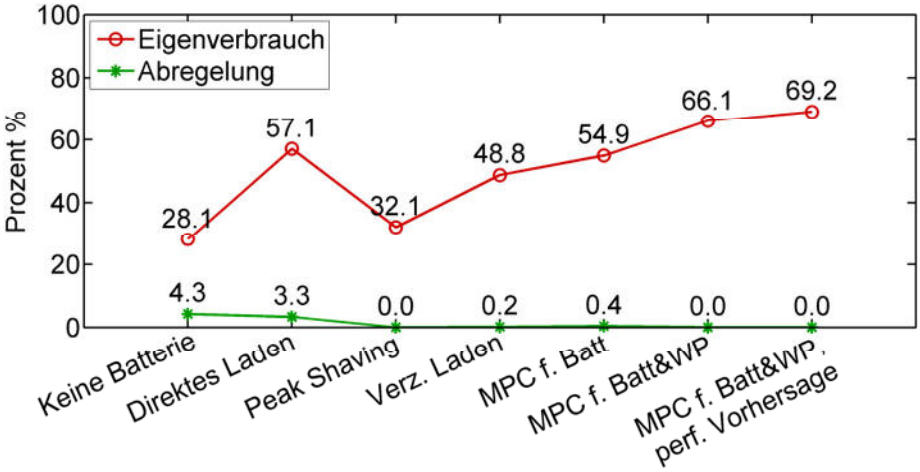


Abbildung 13: Eigenverbrauchsanteil und Abregelungsverluste einer 4.5 kW PV Anlage mit 4,5 kWh Batteriespeicher bei einem Jahresstromverbrauch von 4500 kWh inklusive Wärmepumpe. Das Einspeiselimit lag bei 2.25 kW, also 50% der Peak Leistung (Matthis, 2014).

Im Sim4Blocks Projekt sollen Potentiale zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, zur Netzdienlichkeit und zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt solcher PV-Wärmepumpensysteme untersucht werden. Dabei liegt ein Schwerpunkt auf der Aktivierung von Speichern, auch der Gebäudespeichermassen durch Gebäudeüberhitzung oder Unterkühlung.

Um die Anforderungen vor allem des Sekundärregelleistungsmarktes für den Betrieb von solchen PV/Speicher/Wärmepumpensystemen zu analysieren, wurden zunächst die historischen Ab- und Zuschaltsanforderungen für den deutschen Sekundärregelleistungsmarkt in Abhängigkeit von den

von den Marktteilnehmern gebotenen Arbeitspreisen in 4 Sekündlicher Auflösung ausgewertet. Arbeitspreise sind die entscheidende Größe, da der Kapazitätspreis in den letzten Jahren drastisch gesunken ist (von 1433 €/MWh in 2012 auf 42 €/MWh im April 2016).

Die Energiepreisgebote werden dabei in einer Merit Order Liste der Anbieter sortiert und sehr günstige Angebote zuerst und fast ständig aktiviert – dann folgen Anbieter mit steigenden Kosten, bis die Leistung im Netz ausgeglichen ist. Für den Energieversorger am günstigsten sind dabei positive Arbeitspreise, d.h. der Kunde zahlt für den gelieferten Regelleistungsstrom. Negative Arbeitspreise, d.h. ein Geldfluss vom Versorger an den Kunden, führt zu immer geringeren Aktivierungsdauern von typisch unter 2 Minuten. Das stellt ein Problem für den Wärmepumpenbetrieb dar, da eine so kurze Taktung ungünstig für die Lebensdauer ist. Eine Lösung kann hier die Clusterung vieler Anlagen bieten, so dass gerade erst eingeschaltete Wärmepumpen weiterlaufen können und nach Ende des Regelleistungsabrufs andere bereits länger laufende Wärmepumpen abgeschaltet werden können.

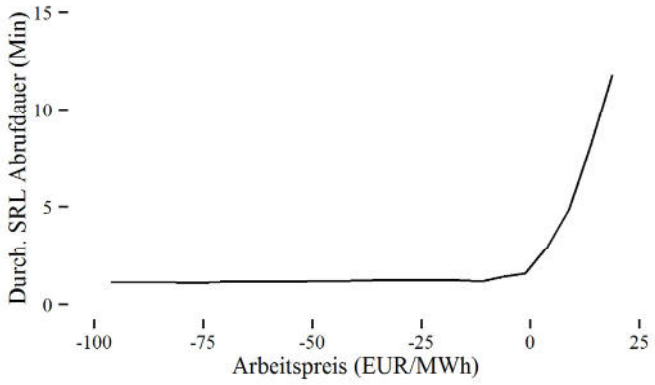


Abbildung 14: Durchschnittliche Dauer der Aktivierungen als Funktion der Kosten des Netzbetreibers im negativen Sekundärregelleistungsmarkt.

Positive Gebote werden also erstes aktiviert und laufen länger (zwischen 2 und 12 Minuten). Wird die Häufigkeit der Aktivierung als Funktion des Arbeitspreises geplottet, sieht man die häufigsten Aktivierungen um den Arbeitspreis von Null Euro herum. Diese Aktivierungen sind bereits sehr kurz im Minutenbereich. Die langen Aktivierungen bei positiven Preisen treten zwar seltener auf, dafür ist aber die Laufzeit jeder Aktivierung deutlich länger als die sonstigen Aktivierungen.

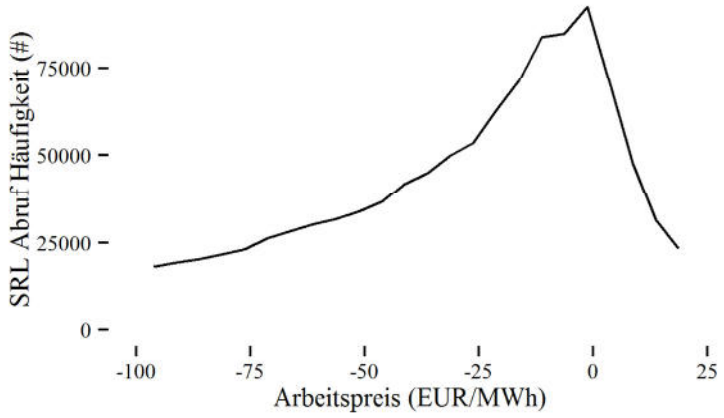


Abbildung 15: Anzahl der Aktivierungen von negativer Sekundärreserve unabhängig von ihrer Dauer basierend auf den 2014 Markt Daten.

Die Grenzarbeitspreise von negativer Sekundärregelleistung haben sich dabei in den Jahren 2012 bis 2015 zu zunehmend negativen Preisen verschoben, d.h. die Kunden erhalten höhere Preise vom Netzbetreiber für negative SRL.

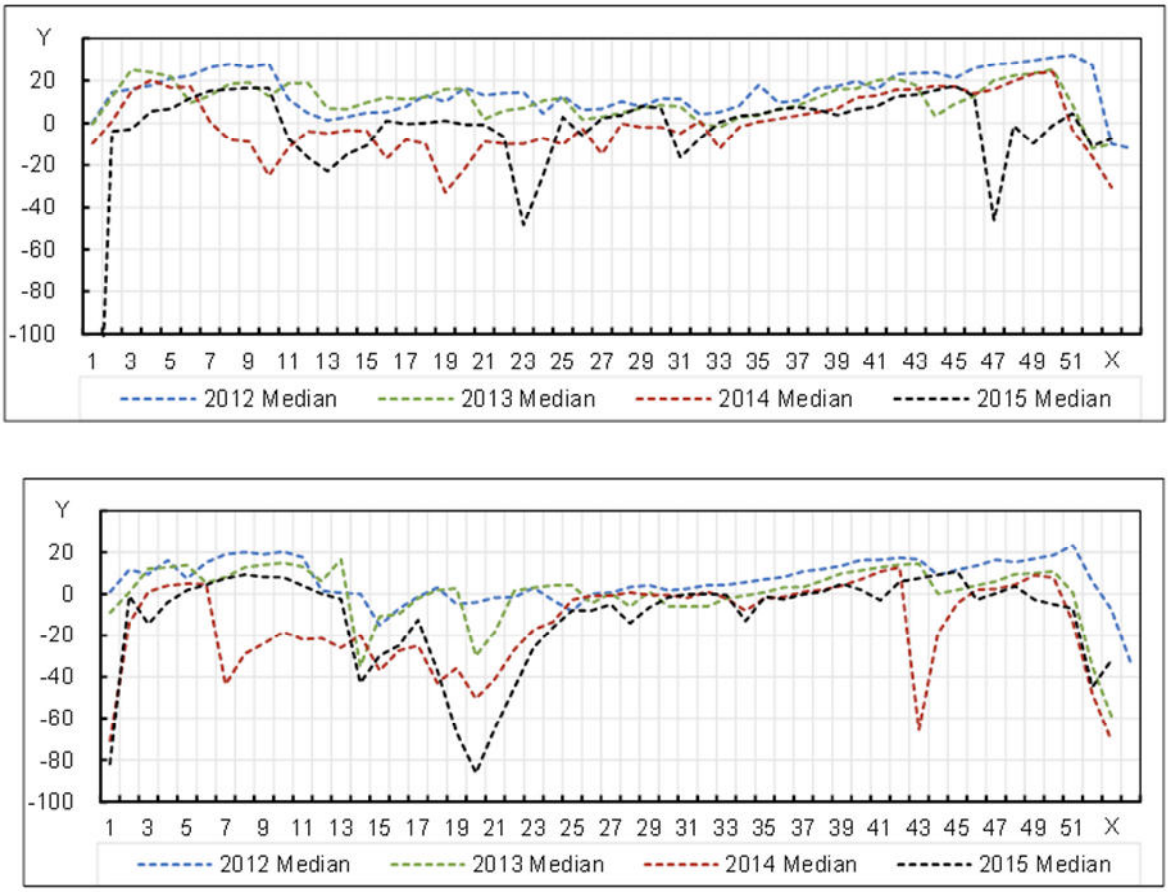


Abbildung 16: Wöchentliche Mediane der Grenzarbeitspreise für das negative Sekundärregelleistung im HT-Bereich Wochentags von 8.00h bis 20.00h (oben) und im NT-Bereich (unten) für den restlichen Zeitbereich von 2012 bis 2015 (Boch, 2016). X: Kalenderwoche, Y: Grenzarbeitspreis in €/MWh.

Mit einem dynamischen Modell von Gebäude, Wärmepumpen, einem elektrischen Heizstab für die Kurzzeit Aktivierungen und einem thermischen Speicher von 2.5 m^3 wurde untersucht, wie sich mit Regelleistung der Wärmebedarf decken lässt. Die untersuchten Gebäude mit 180 m^2 beheizter Fläche haben dabei einen Wärmebedarf von 32 kWh/m^2a.

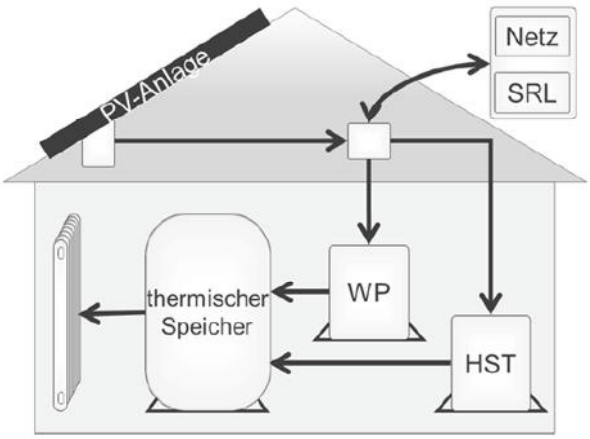


Abbildung 17: Untersuchtes System zur vollständigen Gebäudebeheizung mit PV und SRL (Boch, 2016).

Dabei wurde der Fahrplan der Wärmepumpe für maximal eine Woche Reichweite optimiert bzw. auf kürzere Zeiträume, wenn für einen prognostizierten Gebäudelastgang der thermische Speicher bereits früher leer wird. Weiterhin wurden minimale Laufzeiten der Wärmepumpe von 4 Minuten berücksichtigt, sonst wird ein Heizstab verwendet. Die thermische Speichergröße bestimmt die mögliche anzubietende SRL, die auch ohne Wärmebedarf eingespeichert werden kann.

Folgend der Marktstruktur werden basierend auf synthetischen SRL Zeitreihen mit der Simulation wöchentliche Gebote für SRL ermittelt. Dabei wurden 300 Varianten mit steigenden Arbeitspreisgeboten von 0 bis -500 €/MWh und unterschiedlichen angebotenen SR Leistungen etwa zwischen der halben und doppelten tatsächlichen Wärmepumpenleistung untersucht. Je niedriger das Gebot, desto häufiger die Abrufe und je höher die angebotene Leistung, desto größer der Anteil der SRL an der Gebäudebeheizung.

In der energetisch besten Variante deckt die 9 kW PV Anlage 47% des winterlichen Heizwärmebedarfs, die SRL 34%, so dass nur noch 19% Netzbezug verbleiben. 89% der benötigten Endenergie wird von der Wärmepumpe zur Beheizung bereit gestellt, 11% über den Heizstab. Gleichzeitig wird die dreifache Strommenge des Netzbezugs von der PV Anlage rückgespeist. Wenn zukünftig mit einem geringeren Primärenergiefaktor für SRL gerechnet werden kann (erneuerbarer Überschussstrom), sind auch primärenergetische Vorteile zu erwarten. Höhere SRL Anteile gehen jedoch auf Kosten des PV Eigenverbrauchs, wenn die Speichergrößen nicht deutlich vergrößert werden.

In Deutschland führt die saisonale Einstrahlungsvariation zu Überschüssen in den Sommermonaten und Unterdeckung im Winter. Für den saisonalen Ausgleich sind jedoch Kurzzeitspeicher wie Batterien oder auch Pumpspeicherkraftwerke langfristig nicht geeignet, da sie sich nur bei hohen Zyklenzahlen ökonomisch vertreten lassen. Die einzige Alternative bietet die Konversion von Photovoltaikstrom in Wasserstoff mit oder ohne anschließende Methanisierung (Power to Gas), da hier mit dem deutschen Gasnetz eine ausgebaute Infrastruktur verfügbar ist und mehrmonatige Speicherkapazitäten existieren.

Bezug der vorgestellten Anlagentechnik und der weiteren Entwicklungen zu Konflikten mit dem Naturschutz

Eine intensive Nutzung von Dach- und Fassadenflächen im städtischen Raum stellt keinen Konflikt mit dem Naturschutz dar. Photovoltaikanlagen lassen sich zumindest bei aufgeständerten Anlagen mit einer Dachbegrünung kombinieren und bringen aufgrund der niedrigeren Temperaturen sogar höhere Leistungen. Allerdings wird die Flächenverfügbarkeit der Dächer für Photovoltaik dadurch reduziert. So wird beispielsweise in der Bahnstadt Heidelberg eine 66% Dachbegrünung vorgeschrieben und die Modulfläche auf maximal 25% der zu begrünenden Fläche beschränkt (Stadt Heidelberg – Handlungsleitfaden zur extensiven Dachbegrünung).

Referenzen

Boch, Pirmin (2016) Gebäudebeheizung mit negativer Sekundärregelleistung, Bachelorarbeit Hochschule für Technik Stuttgart, Studiengang Bauphysik

Braun, M.; Saint-Drenan, Y.-M.; Stetz, T.; von Oehsen, A.: Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V, Kassel: Fraunhofer IWES, 2011 (ergänzte Fassung vom 29. Mai 2012)

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Internet der Energie - IKT für Energiemärkte der Zukunft. Berlin: Industrie-Förderung Gesellschaft mbH, Berlin, 2008.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2014. Berlin: Smart Energy made in Germany - Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende.

BSW (2015) Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Juni 2015

Consentec, 2010, Endbericht. Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Deutsche Energie Agentur. dena Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010.

Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Endbericht 15.8.2012

Ecofys (2012) Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotenzialen, ECOFYS, März 2012

Ursula Eicker, Dirk Monien, Éric Duminil, Romain Nouvel, Energy performance assessment in urban planning competitions, Applied Energy 155 (2015) 323–333

Ursula Eicker, Romain Nouvel, Eric Duminil, Volker Coors, Assessing Passive and Active Solar Energy Resources in Cities Using 3D City Models, Energy Procedia, Volume 57 (2014) Pages 896-905

S. Feuerriegel, D. Neumann (2014), Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers, Elsevier B.V., 2014, 65 Vol. Energy Policy.

FVEE-Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ , Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien, Berlin 2010

Henning, Hans-Martin, Palzer, Andreas, ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050 , Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energie- bedingter CO2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien, Studie im Projekt Netzreaktive Gebäude“ (FKZ 03ET1111A)

Lion Hirth und Inka Ziegenhagen, Wind, Sonne und Regelleistung, Energiewirtschaftliche Fragen 63. Jg. (2013) Heft 10

IWES (2011) Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), November 2011

M. Klobasa, Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich: ETZ, 2007.

B. Matthiss, ZSW, OTTI –Konferenz „zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, 29.01 – 30.01.2014, Berlin

Dirk Pietruschka et al. (2016), Vision 2020. Die Plusenergiegemeinde Wüstenrot, 139 S., Fraunhofer IRB Verlag, ISBN 978-3-8167-9545-2

RWE (2012) Die Energiewende, Daten und Fakten von RWE Deutschland, 6.10.2012

Shockley, W., Queisser, H. J. , Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells, J. Appl. Phys. 32, 510 (1961)

Strauß und Braun (2015) PV Netzintegration, Energiesystemtechnische Aspekte und Umsetzungswege, Auswertung im Projekt »Netzintegration von Photovoltaikanlagen«
im Unterauftrag von Ecofys im Rahmen des Gesamtvorhabens vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMUB) Ausschreibungsnummer: 2011/S 220-358129

Aneta Strzalka, Nazmul Alam, Eric Duminil, Volker Coors, Ursula Eicker, Large scale integration of photovoltaics in cities, Applied Energy (2012), Vol. 93, pp 413–421

Wirth, Harry (2016) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, www.pv-fakten.de

Peter Würfel und Thorsten Trupke, Grenzen des Wirkungsgrades von Solarzellen, Physik Journal, WILEY-VCH Verlag (2003) Nr. 12

ZSW (2014) Forschungsvorhaben „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie“ (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Bosch & Partner GmbH und GfK SE)

Univ.-Prof. Dr. Claas Friedrich Germelmann, LL.M.

Kurzstudie

„Rechtliche Rahmenbedingungen der Umsetzung naturschutzkonformer Erzeugung von 100% erneuerbarer Energien bis 2050, insbesondere durch die Raumordnung und das EEG 2016“

A. Gegenstand des Gutachtens

Gegenstand der Kurzstudie sind die Rahmenbedingungen, die das geltende Recht der Erreichung des Zieles einer Deckung des Versorgungsbedarfs mit 100% erneuerbaren Energien setzt, wobei der naturschutzrechtliche Aspekt auftragsgemäß keine nähere Berücksichtigung findet. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt in den Bereichen des Raumordnungsrechts mit den erforderlichen Bezügen zum Planungsrecht sowie in den Grundvorgaben des jüngst novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017[1]). Das Gutachten nimmt Bezug auf die bisherigen Erkenntnisse des Projekts „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien bis 2050“ des Instituts für Umweltplanung der Leibniz Universität Hannover in Kooperation mit dem Institut für Elektrische Energiesysteme und der CUTEC-Institut GmbH. Die Kurzstudie soll nach dem Gutachtenauftrag die derzeitige Rechtslage in den genannten Bereichen für den Ausbau erneuerbarer Energien skizzieren, mögliche Handlungsfelder identifizieren und erste Diskussionsvorschläge zu Handlungsbedarf und rechtlich möglichen Optionen liefern. Grundlage der Untersuchung sind neben dem deutschen Verfassungs- und Verwaltungsrecht auch die derzeit geltenden und die absehbar geplanten rechtlichen Regelungen der Europäischen Union.

B. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien sind unterschiedlichen Rechtsgebieten zuzuordnen. Das Ziel der Untersuchung ist die Beleuchtung von Handlungsbedarf und Handlungsoptionen im Rahmen der Steuerungsmöglichkeiten des Rechts für die dem Untersuchungsprojekt zugrundegelegte Zielvorgabe einer

[1] Die Terminologie folgt der nach dem Inkrafttretenszeitpunkt mittlerweile durchgesetzten Bezeichnung „EEG 2017“, wenngleich im Entwurfsstadium typischweise noch vom „EEG 2016“ gesprochen wurde.

naturschutzkonformen Erzeugung von 100% erneuerbarer Energien. Die rechtlichen Steuerungsmöglichkeiten sind prinzipiell vielfältig; sie reichen von ordnungsrechtlichen Ge- und Verboten sowie der Ausgestaltung von Anforderungen in Zulassungsverfahren[2] über entwicklungsplanerische Vorgaben hin zu Anreizsetzungen in unterschiedlicher Art, wie beispielsweise strukturelle oder finanzielle Förderung erwünschter Handlungsalternativen oder lenkende Belastungen unerwünschter Ergebnisse. Entsprechend dem Gutachtenauftrag sollen hier zwei Bereiche dieser Steuerungsmöglichkeiten untersucht werden, nämlich zum einen die planungsrechtliche Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch das Raumordnungsrecht[3] und zum anderen die Anreizsetzung durch des EEG 2017.

Einen vollständigen Aufriss der rechtlichen Optionen soll die Kurzstudie ihrer begrenzten Aufgabenstellung nach dabei nicht leisten. Zu beleuchten wäre hierfür etwa noch das Planungsrecht jenseits des Raumordnungsrechts, insbesondere das städtebauliche Planungsrecht sowie das Potenzial des Fachplanungsrechts, welches insbesondere im verwandten Gebiet des Netzausbaus eine maßgebliche Rolle spielt.[4] Ferner könnten Möglichkeiten von bauordnungsrechtlichen Vorgaben für Anlagen an Gebäuden sowie von bislang nicht vorhandenen, aber potenziell denkbaren Regelungen eines spezifischen Ordnungsrechts, wie sie im Recht der Energieeffizienz bekannt sind,[5] ausgelotet werden. Spezifische Anreizsetzungen durch Fördermaßnahmen auf den unterschiedlichen Ebenen der Europäischen Union und der Mitgliedstaaten können ebenfalls eine Rolle spielen.

I. Raumordnung und Planung

Raumordnung ist nach der weiterhin maßgeblichen frühen Definition des Bundesverfassungsgerichts die „zusammenfassende, überörtliche und überfachliche Planung und Ordnung des Raums“, die maßgebliche Leitvorstellungen entwickelt und umsetzt.[6] Ihre Festlegungen binden sowohl die nachgelagerte Bauleitplanung als auch die Fachplanungen und sind auch bei Genehmigungsentscheidungen gegenüber Privaten zu berücksichtigen.[7] Für Außenbereichsvorhaben stellt dies die Raumordnungsklausel des § 35 Abs. 3 Satz 2 BauGB

[2] Im Überblick für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien *Blunk*, REE 2016, 210.
[3] S. dazu aus früherer Zeit auch *Köck*, DVBl. 2012, 3.
[4] S. dazu beispielhaft *Hennig/Lühmann*, UPR 2012, 81.
[5] S. die Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – ENEV).
[6] BVerfGE 3, 407, 425; s. auch *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 9 f.; *Reidt*, DVBl. 2011, 789, 791 f.
[7] S. dazu *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 105 ff.

klar.[8] Dies verschafft der Raumordnung zumindest potenziell nicht unwesentliche Einflussmöglichkeiten auf die nachgelagerten Planungsebenen.

Die rechtlichen Grundlagen der Raumordnung und der Landesplanung finden sich auf unterschiedlichen Ebenen. Neben der bislang wenig ausgeprägten Ebene einer europäischen Raumordnung der EU, die hinter den Ansätzen einer europäischen Fachplanung im Bereich der grenzüberschreitenden Projekte von gemeinsamen Interesse zurückbleibt,[9] sind dies insbesondere die Ebenen des Bundes- und des Landesrechts. Regelungen über die Raumordnung finden sich für den Bund und die Länder im Raumordnungsgesetz von 2009 (ROG). Ein der Landesplanung (§ 8 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 ROG) nachgeordneter[10] Bereich ist die Regionalplanung der Länder für einzelne Teilräume (§ 8 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 ROG). Die Bauleitplanung der Kommunen ist der Raumordnung insgesamt nachgelagert und soll hier nur punktuell betrachtet werden;[11] sie ist durch das Baugesetzbuch (BauGB) des Bundes geregelt.

1. Handlungsoptionen im derzeitigen Modell der Raumordnung in Deutschland

Die Raumordnung wird nach der Konstruktion des ROG sowohl vom Bund als auch von den Ländern durchgeführt. In Plänen sind nach § 1 Abs. 1 ROG der Gesamtraum sowie die einzelnen Teilräume „zu entwickeln, zu ordnen und zu sichern“. Dies geschieht in Plänen für den gesamten Planungsraum ebenso wie in räumlichen und sachlichen Teilplänen[12] (§ 7 Abs. 1 ROG).

a. Die relevanten Charakteristika des deutschen Raumordnungsrechts

Das deutsche Raumordnungsrecht ist stark föderalistisch geprägt und zielt auf eine Kooperation der beteiligten Akteure ab. Dies mindert seine Steuerungskraft für konkrete Vorhaben.

aa. Diversität der Bindungswirkungen raumordnerischer Festsetzungen im föderalen Staat

Die Raumordnung des Bundes ist auf den Gesamtraum der Bundesrepublik bezogen und spielt angesichts des Fehlens eines umfassenden Raumordnungsplanes des Bundes eine praktisch deutlich geringere Rolle als die einzelnen Landesplanungen. Diese prägen die Raumordnung in Deutschland entscheidend und leisten in erster Linie die Konkretisierung der

[8] Dazu *Köck*, DVBl. 2012, 3, 7.
[9] Vgl. näher *Gärditz*, Europäisches Planungsrecht, 2009, S. 48 ff.; *Durner*, in: Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.), Grundrisse der Raumordnung und Raumentwicklung, 2011, S. 395, 398 ff.
[10] S. das Entwicklungsgebot des § 8 Abs. 2 ROG.
[11] S. dazu etwa *Spannowsky*, NuR 2013, 773.
[12] Zu Teilplänen für die Windenergienutzung s. *Köck/Bovet*, NuR 2008, 529, 530 f.

abwägungsbedürftigen Belange,[13] zu denen auch der Ausbau erneuerbarer Energien gehört (§ 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG).

Vornehmlich in den Landes-(Entwicklungs-)Plänen und -Programmen nach § 8 Abs. 1 ROG werden die durch das ROG vorgegebenen Grundsätze der Raumordnung nach § 2 ROG umgesetzt. Hierbei steht dem jeweiligen Plangeber weitgehend frei, wie er die durch das ROG definierten Zielvorgaben gewichtet und welchen Grad an Bindungswirkung er für die folgenden Planungsebenen insbesondere der kommunalen Bauleitplanung normiert. Nach § 3 Abs. 1 ROG hat der jeweilige Plangeber[14] zwei Optionen. Entweder kann er eine abschließende Abwägung der zum Teil widerstreitenden Prinzipien vornehmen, so dass das Ergebnis für die folgenden Planungsebenen verbindlich ist und nicht durch deren eigene planerische Entscheidung verändert werden kann (Ziele der Raumordnung nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG), oder aber bestimmte Entscheidungen nur insofern als verbindliche Vorgaben bestimmen, als sie ohne Vorfestlegung eines Ergebnisses von den folgenden Planungs- und Entscheidungsträgern bei deren eigener Entscheidung berücksichtigt werden müssen (Grundsätze der Raumordnung nach § 3 Abs. 1 Nr. 2 ROG). Es besteht also eine doppelte Quelle für Diversität bei der raumordnerischen Planung von Erzeugungsflächen für erneuerbare Energien: Zum einen können sie sich je nach Bundesland unterscheiden, da der Bund insofern keine Planung für den Gesamtraum vorgenommen hat. Zum anderen kann jedes Land als Plangeber eine autonome Entscheidung über den Grad der Bindungswirkung seiner landesplanerischen Ausweisungen treffen und so ggf. den Kommunen weitere eigene Gestaltungsspielräume zuweisen.

bb. Die Unbestimmtheit der Grundsätze der Raumordnung nach § 2 ROG und das fehlende Rangverhältnis

Zwar definiert das ROG in seinem § 2 mehrere Grundsätze der Raumordnung, die die Landesplanungen zu verarbeiten haben, jedoch sind diese Grundsätze zum einen inhaltlich vage definiert; zum anderen fehlt es an einer einheitlichen[15] bundesgesetzlich vorgegebenen Hierarchisierung zwischen den unterschiedlichen Belangen, die in vielen Aspekten miteinander kollidieren.[16] Welcher Belang sich am Ende konkret durchsetzen kann und für die

[13] Vgl. *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 59, 88 f.; *Durner*, NuR 2009, 373, 375.
[14] Häufig ist dies der parlamentarische Gesetzgeber der Länder, s. etwa im Einzelnen *Waechter*, VVDStRL 72 (2013), 499, 525 f. m.w.N. Dies bringt einerseits eine erhöhte demokratische Legitimation mit sich, verringert andererseits aber auch den Grad an Flexibilität.
[15] Zu punktuellen Vorrangregeln zugunsten des Artenschutzrechts s. etwa § 7 Abs. 6 ROG mit der Letztentscheidungsbefugnis der Europäischen Kommission.
[16] Ein solche lässt sich auch nicht aus dem Verfassungsrecht ableiten; auch das europäische Unionsrecht macht keine klaren Vorrangaussagen, die die planerische Abwägung zwischen mehreren Belangen im Bereich der erneuerbaren Energien bindend strukturieren könnten; vgl. zum Problem *Lecheler*, UTR 110 (2011), 177.

nachgelagerte Planung verbindlich (Ziel der Raumordnung) oder abwägungsrelevant (Grundsatz der Raumordnung) wird, entscheidet der zuständige Plangeber im Raumordnungsverfahren (§ 7 Abs. 2 ROG). Diese trotz aller planerischen Abwägungsoffenheit vor dem Hintergrund einer effektiven Steuerung durch Planung wenig zufriedenstellende Situation ist oft kritisiert,[17] vom Bundesgesetzgeber aber bislang nicht verändert worden.[18]

Für den Ausbau erneuerbarer Energien sind unterschiedliche der in § 2 ROG benannten Belange relevant,[19] wobei diese nur zum Teil fördernd und zu einem anderen Teil bremsend wirken können. Sie sind als „Leitvorstellung einer nachhaltigen Raumentwicklung" durch die Raumordnungspläne nach dem Gesetz zu konkretisieren. Dennoch erreicht es das ROG durch seine Formulierung nicht, dass die für den Ausbau der erneuerbaren Energien relevanten Belange mit einer Bestimmtheit formuliert werden, die unmittelbar entweder die Landesplanung oder die Bauleitplanung der Kommunen binden können.[20]

Die unmittelbare Benennung des Ausbaus erneuerbarer Energien in § 2 Abs. 1 Nr. 6 ROG[21] sagt über eine vorrangmäßige Gewichtung der Bereitstellung von Ausbauflächen nichts aus,[22] sondern stellt die Förderung erneuerbarer Energien auf dieselbe Stufe wie andere klimaschützende Maßnahmen,[23] zu denen auch die Bewahrung von natürlichen Senken gehört, was für eine Flächenfreihaltung spricht. In entsprechender Weise formuliert § 2 Abs. 1 Nr. 4 ROG als dem Ausbau einer nachhaltigen Energieversorgung gleichrangige Leitlinie die Erhaltung der Umwelt- und Erholungsfunktion des ländlichen Raums und seiner Bedeutung für die Land- und Forstwirtschaft.[24] Entsprechendes äußert § 2 Abs. 1 Nr. 5 ROG hinsichtlich der Erhaltung von Kulturlandschaften und des „harmonischen Nebeneinanders" mit anderen Nutzungen.[25] Potenzielle Behinderungen einer großflächigen Ausweisung von Ausbauflächen

---

[17] Vgl. m.w.N. *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 86.
[18] Auch der Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Änderung raumordnungsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 18/10883 vom18.1.2017, enthält insofern keine maßgeblichen Veränderungen.
[19] Vgl. insofern auch *Scheidler*, NVwZ 2010, 19, 21.
[20] Vgl. allgemein für die Belange des § 2 ROG *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 86.
[21] „[…] Dabei sind die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien, für eine sparsame Energienutzung sowie für den Erhalt und die Entwicklung natürlicher Senken für klimaschädliche Stoffe und für die Einlagerung dieser Stoffe zu schaffen."
[22] Auch quantitative Vorgaben sind nicht enthalten; s. *Köck*, DVBl. 2012, 3, 8.
[23] Dazu *Reidt*, DVBl. 2011, 789, 792 ff.
[24] „[…] Den räumlichen Erfordernissen für eine kostengünstige, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung einschließlich des Ausbaus von Energienetzen ist Rechnung zu tragen. Ländliche Räume sind unter Berücksichtigung ihrer unterschiedlichen wirtschaftlichen und natürlichen Entwicklungspotenziale als Lebens- und Wirtschaftsräume mit eigenständiger Bedeutung zu erhalten und zu entwickeln; dazu gehört auch die Umwelt- und Erholungsfunktion ländlicher Räume. Es sind die räumlichen Voraussetzungen für die Land- und Forstwirtschaft in ihrer Bedeutung für die Nahrungs- und Rohstoffproduktion zu erhalten oder zu schaffen."
[25] „Kulturlandschaften sind zu erhalten und zu entwickeln. […] Die unterschiedlichen Landschaftstypen und Nutzungen der Teilräume sind mit den Zielen eines harmonischen Nebeneinanders, der Überwindung von

für erneuerbare Energien können sich zudem auch aus den in § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ROG normierten Grundsätzen herleiten lassen, nach denen zum einen die „Gestaltungsmöglichkeiten der Raumnutzung […] langfristig offenzuhalten“ sind und zum anderen die „weitere Zerschneidung der freien Landschaft […] so weit wie möglich zu vermeiden“ und „die Flächeninanspruchnahme im Freiraum […] zu begrenzen ist“.

cc. Das sog. Gegenstromprinzip

Ein weiteres Charakteristikum des deutschen Raumordnungsrechts ist das sog. Gegenstromprinzip. Dieser in § 1 Abs. 3 ROG normierte Grundsatz besagt, dass die verschiedenen Ebenen der Raumordnung, also insbesondere Bundes- und Landesplanung einander zu berücksichtigen haben. Hierbei haben sich die „Entwicklung, Ordnung und Sicherung der Teilräume“ in die Gesamtplanung einzufügen, die ihrerseits die „Gegebenheiten und Erfordernisse [der] Teilräume“ zu berücksichtigen hat. Dieses wechselseitige Abhängigkeitsverhältnis der Planungen steht einer monodirektionalen Planung und einer Durchsetzung einzelner Belange auf hierarchischem Wege ebenfalls entgegen. Im Gegenteil verlangt das Gegenstromprinzip eine stete Abstimmung der Gesamt- und der Teilplanungen,[26] was im Verbund mit den durch § 2 ROG nur inhaltlich vage umschriebenen, durch den jeweiligen Plangeber auszufüllenden und gegeneinander und untereinander abzuwägenden (§ 7 Abs. 2 ROG) Belangen die Komplexität von Entscheidungsfindungsprozessen begünstigt. Abseits des planerischen Gegenstromprinzips sieht § 26 Abs. 1 ROG darüber hinaus zusätzliche Pflichten zur gemeinsamen Beratung „grundsätzlicher Angelegenheiten der Raumordnung“ durch Bund und Länder vor.

b. Potenzial und Grenzen des derzeitigen Raumordnungsrechts

Das Potenzial des deutschen Raumordnungsrechts für eine Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien ist nach allem eher gering[27] und bezieht sich zudem allenfalls auf großflächige Vorhaben, da nur sie eine Bodennutzung darstellen, die raumordnungsrechtlich relevant wird.[28]

Strukturproblemen und zur Schaffung neuer wirtschaftlicher und kultureller Konzeptionen zu gestalten und weiterzuentwickeln. […]“ Konflikte können hier etwa im Verhältnis von Kulturlandschaften und Windkraft- sowie großflächigen Solaranlagen entstehen. Zu berücksichtigen sind hier das Denkmalrecht wie auch im gegebenen Fall die Anforderungen des Schutzes von Kulturerbestätten nach der UNESCO-Welterbekonvention von 1972.

[26] Vgl. *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 82.

[27] Optimistischer *Schmidtchen*, Klimagerechte Energieversorgung im Raumordnungsrecht, 2014, S. 345 ff.

[28] Dies kann bei großen PV-Freiflächenanlagen der Fall sein, scheidet aber bei PV-Anlagen an Gebäuden aus; s. *Schmidtchen*, Klimagerechte Energieversorgung im Raumordnungsrecht, 2014, S. 137. Näher *Goppel*, in: Spannowsky/Runkel/Goppel, ROG, 2010, § 8 Rn. 62 ff.

aa. Vorranggebiete, Vorbehaltsgebiete und Eignungsgebiete

Ein für die konkrete planerische Steuerung bedeutsames Instrument ist die Ausweisung von Vorranggebieten, Vorbehaltsgebieten und Eignungsgebieten nach § 8 Abs. 7 ROG. Hiernach können die landesweiten Raumordnungspläne und Regionalpläne[29] als Ziele bzw. Grundsätze der Raumordnung[30] Gebiete bestimmen, in denen eine bestimmte Nutzung unter Ausschluss anderer konfligierender Nutzungen allein zulässig ist (Vorranggebiet, Nr. 1) oder ihr in der nachgelagerten Planung besonderes Gewicht beizumessen ist (Vorbehaltsgebiet, Nr. 2) oder die Nutzung an einer bestimmten Stelle im Außenbereich zulässig, an anderen unzulässig ist[31] (Eignungsgebiet, Nr. 3). Auch Kombinationen sind möglich.[32] Insbesondere die Eignungsgebiete für Windenergieanlagen, deren Festlegung über § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB die Genehmigungsbehörde bei Außenbereichsvorhaben bindet und damit den Freiflächenverbrauch steuert, sind für den Ausbau der Windenergie onshore von wesentlicher Bedeutung.[33] Gleichwohl hat die Rechtsprechung der Raumordnungsplanung durch Eignungsgebiete Grenzen gesetzt, die eine freie Ausbausteuerung erschweren.[34] Im unbeplanten Innenbereich nach § 34 BauGB ist die Bindungswirkung dieser Ausweisung gesetzlich nicht ausdrücklich vorgesehen.[35] Für den beplanten Innenbereich folgt eine Bindung des Plangebers des Flächennutzungsplan wie des Bebauungsplans an die Ziele und Grundsätze der Raumordnung aus § 4 ROG und § 1 Abs. 4 BauGB.

bb. Hindernisse einer auf den Ausbau erneuerbarer Energien gerichteten Raumordnung

Die derzeitige Konzeption der Raumordnung in Deutschland stellt der Etablierung eines Ausbauvorrangs erneuerbarer Energien im Raumordnungsrecht erhebliche Hindernisse entgegen. Dies liegt nicht nur an dem bei planerischen Entscheidungen stets unausweichlichen Konfliktausgleich, sondern zu einem wesentlichen Teil an dem im deutschen

---

[29] Entsprechendes gilt für den Bundes-Raumordnungsplan in der deutsche AWZ, § 17 Abs. 3 Satz 2 a.E. ROG. Geplant ist nach dem Entwurf einer ROG-Novelle, BT-Drs. 18/10883, ein Bundesraumordnungsplan für den Hochwasserschutz; s. krit. dazu aus föderalistischen Erwägungen bereits *Goppel*, DVBl. 2016, 1306.

[30] Vgl. zu den unterschiedlichen Bindungsgraden dieser Gebietsausweisungen *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 93 m.w.N.; *Köck*, DVBl. 2012, 3, 6; ausführlich auch *Goppel*, in: Spannowsky/Runkel/Goppel, ROG, 2010, § 8 Rn. 68 ff.

[31] In diesem Fall muss die planerische Abwägung die negativen wie die positiven Wirkungen im gesamten Raum berücksichtigen; s. BVerwG, 18.8.2015 – 4 CN 7/14, NVwZ 2016, 396 = ZUR 2016, 100.

[32] *Goppel*, in: Spannowsky/Runkel/Goppel, ROG, 2010, § 8 Rn. 71; *Köck/Bovet*, NuR 2008, 529, 532.

[33] Vgl. dazu *Schmitz/Haselmann*, NVwZ 2015, 846; *Erbguth*, DVBl. 2015, 1346; *Köck/Bovet*, NuR 2008, 529, 530; *Köck*, DVBl. 2012, 3, 7 f. m.w.N.; *Kirste*, DVBl. 2005, 993.

[34] Vgl. etwa BVerwGE 118, 33; 128, 382; näher *Köck/Bovet*, NuR 2008, 529, 532 f.; *Reidt*, DVBl. 2011, 789, 794 m.w.N.

[35] Vgl. näher *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 112.

Raumordnungsrecht traditionell[36] fehlenden klaren bundesgesetzlichen Vorgaben zu einem Rangverhältnis der einzelnen Belange. Auch die derzeitigen verfahrensmäßigen Strukturen der Raumordnung gestatten keine Gesamtplanung im eigentlichen Sinne. Insbesondere sieht das ROG nicht die Aufstellung eines detaillierten Raumordnungsplanes für das gesamte Bundesgebiet vor.

Nach § 17 Abs. 1 ROG[37] kann der Bund lediglich einzelne Grundsätze der Raumordnung nach § 2 Abs. 2 ROG konkretisieren.[38] Eine wirksame zentrale Steuerung lässt sich hierdurch aber schwerlich erreichen, zumal der Bund bei der Nutzung dieses Instruments bislang zurückhaltend geblieben ist. Sofern die Planungs- und Abwägungsaufgabe wie heute den Raumordnungsplänen der Länder obliegt, können allenfalls in deren Rahmen ausbaugerichtete Raumordnungsmaßnahmen verankert werden.[39]

In zwei Bereichen, die in jüngerer Zeit im Fokus der Aufmerksamkeit standen, sind Versuche unternommen worden, die Effizienzmängel des allgemeinen Raumordnungsverfahrens im Interesse einer Ausbaubeschleunigung abzumildern. Dies betrifft zum einen die Raumordnungsplanung im Bereich der Offshore-Windenergieerzeugung,[40] zum anderen die Netzausbaubeschleunigung.[41] Im Fall der Offshore-Planung, die sich vornehmlich in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) abspielt, steht die Befugnis zur raumordnerischen Planung nach § 17 Abs. 3 ROG dem Bund zu, der diese Aufgabe nach Vorbereitungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Wege einer Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Verkehr erfüllt; die angrenzenden Länder werden beteiligt, haben aber kein Mitentscheidungsrecht (§ 17 Abs. 3 Satz 4 ROG). Für die Netzausbauplanung hat der Bundesgesetzgeber ein Beschleunigungsinstrumentarium gewählt, welches sich außerhalb der Raumordnung im eigentlichen Sinnen bewegt und dem Bereich der Bundesfachplanung zuzuweisen ist. Mit den Beschleunigungsgesetzen EnLAG und NABEG hat er somit neben der Raumordnung ein bundesrechtliches Planungsverfahren gewählt, in dem

---

[36] S. *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 72 f.; *Battis/Kersten*, DVBl. 2007, 152, 153 ff.

[37] „Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur kann im Einvernehmen mit den fachlich betroffenen Bundesministerien und unter Beachtung der Beratungs- und Unterrichtungspflicht nach § 26 Abs. 1 und 4 einzelne Grundsätze der Raumordnung nach § 2 Abs. 2 für die räumliche Entwicklung des Bundesgebietes unter Einbeziehung der raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen der Europäischen Union und deren Mitgliedstaaten durch Grundsätze in einem Raumordnungsplan konkretisieren. […]“

[38] Vgl. die Überlegungen bei *Schmidtchen*, Klimagerechte Energieversorgung im Raumordnungsrecht, 2014, S. 130 ff.; skeptisch zur Wirksamkeit *Durner*, NuR 2009, 373, 377.

[39] S. mit Beispielen *Spannowsky*, NuR 2013, 773, 776 ff.

[40] Dazu etwa *Germelmann*, EnWZ 2013, 488. Zum entsprechenden, hier nicht einschlägigen Parallelfall für See-, Binnen- und Flughäfen s. *Durner*, NuR 2009, 373, 377 f.

[41] Dazu etwa *Hennig/Lühmann*, UPR 2012, 81;

der planerische Einfluss der Länder weitgehend zurückgedrängt ist und die Gesamtplanung durch Bundesgesetz sowie durch die Bundesnetzagentur erfolgt.[42]

Es erscheint indes fraglich, ob eine Stärkung der Bundesraumordnung für den Gesamtraum ähnlich wie bei der Offshore-Planung und der Netzausbaubeschleunigung auch für die Intensivierung der Ausbauflächen für Windenergieanlagen onshore und Solaranlagen rechtlich denkbar wäre.

2. Verfassungsrechtliche Grenzen für eine stärkere Zentralisierung der Raumordnung in Deutschland

Die Beschreibung, die sich bislang am Maßstab des geltenden Raumordnungsrechts orientiert hatte, muss dabei auch weitergehende Handlungsoptionen im Bereich des Raumordnungsrechts berücksichtigen.

a. Bundeskompetenzen im Bereich von Raumordnung und Planung

Die Kompetenzen des Bundes sind nach der verfassungsrechtlichen Ordnung in den Bereichen Raumordnung und Planung in verschiedener Hinsicht begrenzt.

aa. Ausschließliche Gesetzgebungskompetenz kraft Natur der Sache

In seinem Baurechtsgutachten hat das Bundesverfassungsgericht dem Bund für die Raumordnung bezogen auf das gesamte Bundesgebiet eine ungeschriebene ausschließliche und inhaltlich umfassende Kompetenz kraft Natur der Sache zugesprochen.[43] Dies erklärt sich aus dem Umstand, dass eine gesamtstaatliche Raumordnungsplanung auch nur auf gesamtstaatlicher Ebene umgesetzt werden kann. Naturgemäß besteht im Bereich ausschließlicher Kompetenzen des Bundes auch keine Abweichungsmöglichkeit seitens des Landesgesetzgebers. Die ausschließliche Raumordnungskompetenz des Bundes für den Gesamtstaat würde eine gesamtstaatliche Koordinierung auch der Fachplanungen gestatten.[44] Sie besteht auch nach der Neufassung des Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG im Rahmen der Föderalismusreform I weiter,[45] wenngleich diese Ansicht vereinzelt bestritten worden ist.[46]

---

[42] Zum Verhältnis von Raumordnung und Fachplanung etwa *Appel*, NVwZ 2013, 457; *Hennig/Lühmann*, UPR 2012, 81; *Weghake*, DVBl. 2016, 271; *Kümper*, DVBl. 2016, 1572.
[43] BVerfGE 3, 407, 427 f.; so auch nach wie vor die ganz überwiegende Ansicht in der Literatur; s. *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 11; *Sannwald*, in: Schmidt-Bleibtreu u.a., GG, 13. Aufl. 2014, Art. 74 Rn. 371.
[44] *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 11.
[45] *Durner*, NuR 2009, 373, 374; *Battis/Kersten*, DVBl 2007, 152, 158 f.; ähnlich *Ritter*, DÖV 2009, 425, 426.
[46] S. insbesondere *Hoppe*, DVBl. 2007, 144, 145 ff.

Trotz dieser ausschließlichen Kompetenz für die Gesamtplanung hat der Bund bislang von ihr keinen systematischen Gebrauch gemacht; nur die punktuellen Regelungen zur gesamtstaatlichen Raumordnung in den §§ 17 ff. ROG stützen sich auf sie.[47] Im Übrigen hat der Bund nur die nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG bestehende konkurrierende Zuständigkeit ausgeübt.[48]

bb. Bundeskompetenz nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG (Raumordnung)

Dieser konkurrierenden Kompetenz des Bundesgesetzgebers unterliegt die Raumordnung im Landesgebiet seit der Föderalismusreform 2006; zuvor besaß der Bund hier lediglich eine Rahmenkompetenz nach Art. 75 Abs. 1 Nr. 4 GG a.F.[49] Die konkurrierende Kompetenz bewirkt, dass der Bund Regelungen über die Raumordnung in den Ländern erlassen kann. Angesichts der ungeschriebenen ausschließlichen Bundeskompetenz für die gesamtstaatliche Raumordnung bezieht sich die Bundeskompetenz für die Raumordnung nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG auf die Planung für das Gebiet eines Landes.[50]

Jedoch besteht nach Art. 72 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 GG für die Länder ein Abweichungsrecht. Dies bedeutet, dass der Landesgesetzgeber[51] inhaltlich abweichende Regelungen von dem Bundesgesetz treffen kann,[52] für die das Verfassungsrecht auch keine näheren inhaltlichen Vorgaben macht.[53] Im Gegenteil räumt es dem Landesgesetzgeber weitgehende inhaltliche Freiheiten ein.[54] Verfahrensmäßig abgesichert wird die Abweichungsbefugnis des

---

[47] S. die Begründung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Raumordnungsgesetzes und zur Änderung anderer Vorschriften (GeROG), BT-Drs. 16/10292, S. 18; *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 11.

[48] Auch zuvor hatte der Bund bereits aus Rücksicht auf die Länder nur seine Rahmenkompetenz nach Art. 75 Nr. 4 GG a.F. wahrgenommen; vgl. *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 70, 78.

[49] Vgl. hierzu *Battis/Kersten*, DVBl. 2007, 152; *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 7 f.

[50] BVerfGE 15, 1, 16; *Sannwald*, in: Schmidt-Bleibtreu u.a., GG, 13. Aufl. 2014, Art. 74 Rn. 367; *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 10.

[51] Zur Gesetzesform vgl. *Sannwald*, in: Schmidt-Bleibtreu u.a., GG, 13. Aufl. 2014, Art. 72 Rn. 101.

[52] Von der Möglichkeit hat der bayerische Gesetzgeber durch das Bayerische Landesplanungsgesetz Gebrauch gemacht; dazu *Schmitz/Jornitz*, DVBl. 2013, 741. Für die Energieversorgung formuliert das BayLplG anders als das ROG als Grundsatz der Raumordnung in Art. 6 Abs. 2 Nr. 4: „Energieversorgung: Den räumlichen Erfordernissen für eine kostengünstige, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung einschließlich des Ausbaus von Energienetzen soll Rechnung getragen werden. Dabei sollen die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien, für eine Steigerung der Energieeffizienz und für eine sparsame Energienutzung geschaffen werden."

[53] S. *Battis/Kersten*, DVBl. 2007, 152, 156 ff.

[54] Vgl. *Hoppe*, DVBl. 2007, 144, 145; *Reidt*, DVBl. 2011, 789, 790 f.; *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 18. Dies beruht auf der Überlegung des verfassungsändernden Gesetzgebers der Föderalismusreform, für Ausweitung der Bundeskompetenz im Vergleich zur ehemaligen Rahmenkompetenz auch die Befugnisse des Landesgesetzgebers zu stärken; s. BT-Drs. 16/813, S. 11.

Landesgesetzgebers durch das verzögerte Inkrafttreten der entsprechenden Bundesgesetze nach Art. 72 Abs. 3 Satz 2 GG.[55]

cc. Bundeskompetenz nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG (Bauleitplanung)

Die Zuständigkeit des Bundes im sonstigen Planungsrecht ist begrenzt durch Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG, der mit der Kompetenz für das Bodenrecht dem Bundesgesetzgeber nur die Regelung der Bauleitplanung, nicht aber des Bauordnungsrechts zuweist.[56] Eine Kompetenz des Bundes zur eigenständigen inhaltichen Vollplanung folgt hieraus ebenfalls nicht; er ist nur berechtigt, rechtliche Vorgaben für die Bauleitplanung zu formulieren, wie er dies im BauGB getan hat.

b. Regelungsmöglichkeiten eines Raumordnungsgesetzes des Bundes bei Ausschöpfung aller Kompetenzen

Raumordnung als „zusammenfassende, übergeordnete Planung und Ordnung des Raumes“[57], erstreckt sich nicht auf die räumlich auf den örtlichen Bereich beschränkte, parzellenscharfe städtebauliche Planung,[58] sondern ist überörtlich raumrelevant.[59] Über diese Erkenntnis hinaus ist der exakte Kompetenzumfang bislang nicht abschließend in Rechtsprechung und Literatur geklärt.

aa. Überörtliche Raumplanung

Es wäre dem Bund möglich, aufgrund seiner ausschließlichen Kompetenz für die gesamtstaatliche Planung inhaltlich weitergehende Regelungen zu schaffen, als er dies im derzeitgen ROG tut. Dies bedeutet, dass er ähnlich den AWZ-Raumordnungsplänen nach § 17 Abs. 3 ROG auch an Land Bundes-Raumordnungspläne erlassen könnte. In diesen wären gesamtstaatlich relevante Festsetzungen möglich, die jedoch stets überörtlich, überfachlich und gesamtstaatsbezogen sein müssen. Zwar kann dies auch Planungen betreffen, die einzelne Länder intensiver betreffen, jedoch darf damit nicht die Landesplanung ersetzt werden. Dies folgt aus der zwingenden Kompetenzgrenze des Gesamtstaatsbezugs.

Auf Grundlage des Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG wäre es dem Bund darüber hinaus möglich, zum einen eine stärkere Konkretisierung der Belange der Raumordnung nach § 2 ROG einschließlich einer bislang fehlenden Hierarchisierung und wechselseitigen Gewichtung vorzugeben. Inwieweit dies sachlich möglich ist, ist freilich eine andere Frage, die sich nur im

---

[55] Vgl. *Sannwald*, in: Schmidt-Bleibtreu u.a., GG, 13. Aufl. 2014, Art. 72 Rn. 116.
[56] BVerfGE 3, 407, 434; 40, 261, 265 f.
[57] BVerfGE 3, 407, 425.
[58] S. BVerfGE 77, 288, 299.
[59] BVerfGE 3, 407, 427; *Goppel*, in: Spannowsky/Runkel/Goppel, ROG, 2010, § 8 Rn. 63 ff.

Einzelfall wird beantworten lassen. Denkbar wäre in diesem Zusammanhang auch die Etablierung von auf Flächennutzung durch erneuerbare Energien bezogenen Planungspflichten der Länder nach § 8 Abs. 5 ROG.[60] Zum anderen könnte der Bund auf der Kompetenzgrundlage des Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG Teile der Landes-Raumordnungsplanung an sich ziehen, ohne an das strikte Erfordernis der gesamtstaatlichen Bedeutung gebunden zu sein; denn die Verfassungsnorm erlaubt auch inhaltliche Vollregelungen. Hiernach wäre es dem Bund möglich, über die derzeit nach wie vor rahmenartigen Vorgaben hinaus eigene landesbezogene Planungen vorzunehmen;[61] er könnte also stärker in die derzeit von den Ländern wahrgenommene überörtliche Raumplanungsebene eingreifen. Insofern hat die Föderalismusreform eine Veränderung gegenüber der zuvor bestehenden bloßen Rahmenkompetenz[62] bewirkt. Allerdings besteht ein absoluter Kern von Landesplanungskompetenzen, die aus der bundesstaatlich durch Art. 20 Abs. 1 GG geschützten Eigenstaatlichkeit der Länder folgt und die durch den Bund nicht entzogen werden dürfen.[63]

Zudem gestattet die Abweichungsbefugnis nach Art. 72 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 GG den Ländern im Fall des Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG weitgehende Durchbrechungsmöglichkeiten einer bundesrechtlichen Regelung. Insofern ist das Zusammenspiel von Bund und Ländern auf Kompromisslösungen angelegt.[64] Verfassungspolitisch wären jedenfalls erhebliche Vorbehalte gegen eine inhaltliche Ausweitung der Bundes-Raumordnung zu erwarten. Zentralisierung in der Raumplanung hat im deutschen Recht keine belastbare Tradition.[65] Auch die Verfassungsänderung in der Föderalismusreform I hat dem Bund nur eine konkurrierende Kompetenz mit Abweichungsbefugnis der Länder zugestanden, und der Druck der Länder hinderte weitergehende bundesrechtliche Regelungen im ROG 2009.[66]

bb. Örtliche Planung

Für die örtliche Planung kann der Bund keine weitergehenden Kompetenzen geltend machen. Die Zuständigkeit der Gemeinden für die örtliche Planung folgt aus der Garantie der kommunalen Selbstverwaltung nach Art. 28 Abs. 2 GG. Auch bei der überörtlichen

---

[60] Dafür etwa *Köck*, DVBl. 2012, 3, 8.
[61] *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 10; *Köck*, DVBl. 2012, 3, 8 f.
[62] Zu dieser noch im gleichen Sinne BVerfGE 3, 407, 424 ff.; 15, 1, 16.
[63] Vgl. *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 14.
[64] Vgl. krit. *Papier*, NJW 2007, 2145, 2147 f.; *Schulze-Fielitz*, NVwZ 2007, 249, 255; *Durner*, NuR 2009, 373, 374 f.; *Köck*, DVBl. 2012, 3, 9.
[65] Dezidiert *Goppel*, DVBl. 2016, 1306. Vgl. dazu *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 2 ff.; *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 66 ff.
[66] *Durner*, NuR 2009, 373, 375.

Raumordnung sind die Kommunen wegen Art. 28 Abs. 2 GG in unterschiedlicher Weise zu beteiligen; gemeindebezogene konkrete Ausweisungen dürfen nur im Ausnahmefall festgelegt werden.[67] Dies entspricht dem Charakter der Raumordnungspläne, die im Kern strukturelle[68] oder überörtlich raumbedeutsame, d.h. auf Vorhaben von einer gewissen Größe oder Bodennutzungsrelevanz[69] bezogene, Planungsentscheidungen enthalten,[70] was auch einen Unterschied zwischen einerseits der Darstellbarkeit des Anlagenbaus, der diese Kriterien nicht regelmäßig erfüllt, und andererseits Infrastrukturmaßnahmen wie Versorgungsnetzen begründen kann. Auch Landes-Raumordnungspläne dürfen die Garantie des Art. 28 Abs. 2 GG nicht verletzen. Einer Ausdehnung von Bundes- oder Landeskompetenzen im Wege der Raumordnung in den Bereich der örtlichen Planung stehen also nicht nur kompetenzielle, sondern auch materielle verfassungsrechtliche Hindernisse entgegen.

cc. Fachplanung

Sind die Steuerungsmöglichkeiten des Raumordnungsrechts daher gering, so bliebe auf Bundesebene die Etablierung einer Fachplanung Energieerzeugung analog zur Netzentwicklungsplanung denkbar.[71] Jedoch kann diese nicht auf die Raumordnungskompetenzen des Bundes gestützt werden; vielmehr fasst die Raumordnung begrifflich stets mehrere Fachplanungen zusammen.[72] Die Raumordnung steht nur zur Koordinierung von Fachplanungen, nicht für eine eigene Fachplanung zur Verfügung. Die

---

[67] S. *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 101, 106.

[68] § 8 Abs. 5 ROG: „Die Raumordnungspläne sollen Festlegungen zur Raumstruktur enthalten, insbesondere zu
1. der anzustrebenden Siedlungsstruktur; hierzu können gehören
a) Raumkategorien,
b) Zentrale Orte,
c) besondere Gemeindefunktionen, wie Entwicklungsschwerpunkte und Entlastungsorte,
d) Siedlungsentwicklungen,
e) Achsen;
2. der anzustrebenden Freiraumstruktur; hierzu können gehören
a) großräumig übergreifende Freiräume und Freiraumschutz,
b) Nutzungen im Freiraum, wie Standorte für die vorsorgende Sicherung sowie die geordnete Aufsuchung und Gewinnung von standortgebundenen Rohstoffen,
c) Sanierung und Entwicklung von Raumfunktionen,
d) Freiräume zur Gewährleistung des vorbeugenden Hochwasserschutzes;
3. den zu sichernden Standorten und Trassen für Infrastruktur; hierzu können gehören
a) Verkehrsinfrastruktur und Umschlaganlagen von Gütern,
b) Ver- und Entsorgungsinfrastruktur.
[…]“

[69] Vgl. *Köck*, DVBl. 2012, 3, 7.

[70] Vgl. § 8 Abs. 6 ROG: „Die Raumordnungspläne sollen auch diejenigen Festlegungen zu raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen von öffentlichen Stellen und Personen des Privatrechts nach § 4 Abs. 1 Satz 2 enthalten, die zur Aufnahme in Raumordnungspläne geeignet und zur Koordinierung von Raumansprüchen erforderlich sind und die durch Ziele oder Grundsätze der Raumordnung gesichert werden können.“

[71] In diese Richtung etwa *Köck*, DVBl. 2012, 3, 6; *Köck/Bovet*, NuR 2008, 529, 530 f.; *Hermes*, ZUR 2014, 259; zweifelnd *Grüner/Sailer*, ZNER 2016, 122, 129 f.; *Schmidtchen*, Klimagerechte Energieversorgung im Raumordnungsrecht, 2014, S. 150.

[72] BVerfGE 3, 407, 425.

Fachplanung, die typischerweise über höhere Sachnähe und Finanzmittel verfügt,[73] könnte sich allein auf die jeweiligen Fachkompetenzen stützen (z.B. Recht der Wirtschaft einschließlich der Energieversorgung nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG).[74] Dies wäre aber Gegenstand einer neuen Untersuchung und mit Folgefragen verbunden.[75]

II. Förderung durch das EEG 2017

Die Neuerungen des EEG 2017 haben hinsichtlich der Förderung erneuerbarer Energien erhebliche Änderungen mit sich gebracht. Sie beruhen auf unterschiedlichen Gründen.

1. Motivation für eine Änderung des Förderregimes

Zu einem Teil sind sie europarechtlich motiviert; denn das neue EEG 2017 ist hinsichtlich der Fördermechanismen auf eine Kompromisslösung mit der Europäischen Kommission zurückzuführen, deren Grund der Beihilfecharakter der Förderung erneuerbarer Energien ist. Zu einem weiteren Teil folgt die Änderung des Fördersystems zugunsten der Erzeugung erneuerbarer Energien auf einer politischen Entscheidung, die durch den erheblichen Kostenanstieg zulasten der Haushaltskunden motiviert war[76] und an den Umstand anknüpft, dass in weiten Bereichen der Erzeugung erneuerbarer Energien bereits heute wettbewerbliche Strukturen herrschen.

a. Unionsrechtliche Spielräume und Grenzen durch das Beihilferecht

Die Förderung erneuerbarer Energien in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union wird in erheblichem Umfang durch das Unionsrecht bestimmt.[77] Zwar enthält die aktuelle Erneuerbare-Energie-Richtlinie 2009/28/EG keine ausdrücklichen Vorgaben für die Ausgestaltung der Fördermechanismen, sondern lässt den Mitgliedstaaten weitgehende Gestaltungsfreiheiten. Jedoch folgen Grenzen aus dem Primärrecht, wobei die Warenverkehrsfreiheit aufgrund der Rechtsprechung des EuGH, der auch diskriminierende, also nur der einheimischen Erzeugung zugute kommende Fördermaßnahmen wiederholt für mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar gehalten hat,[78] geringe Steuerungskraft entwickelt. Von Bedeutung ist insbesondere das

---

[73] *Battis*, Öffentliches Baurecht und Raumordnungsrecht, 6. Aufl. 2014, Rn. 74.
[74] Ebenso *Knauff*, in: Kahl/Waldhoff/Walter (Hrsg.), Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblatt (182. EL Dez. 2016), Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 Rn. 13.
[75] Beispielsweise müsste geklärt werden, welche Behörde bzw. welches Bundesministerium zuständig wäre. Auch das Verhältnis zur Raumordnung und Bauleitplanung wäre zu beleuchten und die Beteiligungsrechte von Ländern und Kommunen zu klären.
[76] S. im Überblick *Mihm*, ET 8/2016, 6.
[77] Eingehend dazu etwa *Germelmann*, in: Gundel/Germelmann (Hrsg.), Die Europäisiserung des Energierechts – 20 Jahre Energiebinnenmarkt, 2016, S. 15, 34 ff.
[78] EuGH, Urt. v. 13.3.2001, Rs. C-379/98 (PreussenElektra), Slg. 2001, I-2099; Urt. v. 1.7.2014, Rs. C-573/12 (Ålands Vindkraft); Urt. v. 11.9.2014, verb. Rs. C-204/12 bis C-208/12 (Essent Belgium).

Beihilfenrecht; denn die Europäische Kommission sieht Mechanismen auch des EEG als nach Art. 107 Abs. 1 AEUV grundsätzlich verbotene Beihilfen an, die sie jedoch nach teilweisen Modifikationen nach Maßgabe des Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV und der Umweltbeihilfeleitlinien[79] genehmigt hat.[80] Das Gericht der Europäischen Union hat diese Sichtweise jüngst erstinstanzlich bestätigt.[81] Damit ist insbesondere das dem neuen Förderregime zugrundeliegende Ausschreibungsverfahren, welches die Kommission wegen seiner im Vergleich zu anderen Fördermechanismen höheren Marktnähe zwingend verlangt, unionsrechtlich praktisch vorgegeben. Ein Fördermechanismus, der für die Kommission nicht genehmigungsfähig ist, würde am Beihilfeverbot des Art. 107 Abs. 1 AEUV scheitern und dürfte wegen Art. 108 Abs. 3 AEUV nicht durchgeführt werden.

b. Zielsetzungen der EEG-Reform

Die jüngsten Modifikationen des EEG 2017 verfolgen unterschiedliche Zielsetzungen. Mit der unionsrechtlich vorgegebenen Einführung marktnäherer Fördermodelle wie dem Ausschreibungsverfahren soll eine Reduzierung der volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien einhergehen;[82] zudem sollen eine Förderbegrenzung durch Ausbaupfade (§§ 4, 5 EEG 2017) sowie eine erhöhte Netzverträglichkeit erreicht werden (§ 1 Abs. 2 Satz 2 EEG 2017).[83] Der Zubau erneuerbarer Energien wird damit durch ein Element der Kapazitätsplanung gesteuert; die freie Investorenentscheidung wird begrenzt. Dies fördert zum einen die Kostenkontrolle[84] und zum anderen die Koordinierung mit dem Netzausbau.[85] Abgeschwächt wird die Marktorientierung durch Elemente der regionalen Ausgewogenheit der Förderung. So macht die Konstruktion des § 36h EEG 2017 eine Förderung von Strom aus Windenergie an Land nicht ausschließlich von der Windhöffigkeit des Standorts abhängig, sondern formuliert Ausgleichsfaktoren für eine regional ausgewogene Standortverteilung.

2. Der Förderrahmen des EEG 2017

Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt nach dem EEG 2017 nun im Wesentlichen mittels einer Marktprämie, die nach einem Ausschreibungsmodell ermittelt wird (§ 22 EEG 2017).

---

[79] Mitteilung der Kommission »Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020«, ABl. 2014 C 200/1; dazu *Frenz*, ZNER 2014, 345; *Fuchs/Peters*, RdE 2014, 409, 411 ff.
[80] S. zum EEG 2014 Pressemitteilung der Kommission vom 23.7.2014, IP/14/867; dazu *Fuchs/Peters*, RdE 2014, 409; *Klotz/Hofmann*, N&R 2015, 2, 4 f.
[81] EuG, Urt. v. 10.5.2016, Rs. T-47/15 (Deutschland/Kommission) zur insofern vergleichbaren Regelung des EEG 2012.
[82] S. *Vollprecht/Altrock*, EnWZ 2016, 387, 388 f.
[83] S. die Gesetzesbegründung zum EEG 2017, BT-Drs. 18/8832, S. 2 ff., 148 ff.
[84] Vgl. zur PV *Hofmann*, DV 47 (2014), 349, 363 ff.
[85] S. die Gesetzesbegründung BT-Drs. 18/8832, S. 154.

Ausnahmen sind für Bestandsanlagen sowie Kleinanlagen vorgesehen[86]; privilegierende Sonderregelungen im Bereich der Windkrafterzeugung an Land bestehen für sog. Bürgerenergiegesellschaften (§ 36g EEG 2017).

Die Ausschreibungsbedingungen folgen aus den §§ 28 ff. EEG 2017. Hiernach werden gesetzlich festgelegte Ausschreibungsvolumina an installierter Leistung zu ebenfalls gesetzlich festgelegten Gebotsterminen ausgeschrieben (§ 28 EEG 2017);[87] im Bedarfsfall sind Anpassungen vorgesehen.[88] Der Zuschlag erfolgt an die jeweils günstigsten Projekte, bis das Ausschreibungsvolumen erstmals erreicht wird (§ 32 Abs. 1 Satz 4 EEG 2017).[89] Zudem formuliert das Gesetz in den §§ 36b (Windenergie an Land) und 37b (Solaranlagen) EEG 2017 bezifferte Höchstwerte für die Vergütung, die nur unter bestimmten Bedingungen angepasst werden können, sofern die Ausbauziele verfehlt werden (§ 85a EEG 2017).

Besondere Regeln sind aus Gründen der Netzstabilität für Windenergieanlagen im Netzausbaugebiet, in dem die Übertragungsnetze besonders belastet sind, vorgesehen (§ 36c EEG 2017).[90] Für Solaranlagen definiert § 37 EEG 2017 die Anforderungen an die jeweils nutzbaren Flächen, wobei spezifische Bedingungen für Freiflächenanlagen aufgestellt werden.[91] Für Solaranlagen weist das Gesetz in § 37c EEG 2017 den Ländern zudem die Entscheidung darüber zu, ob Acker- oder Grünflächen in benachteiligten Gebieten (§ 3 Nr. 7 EEG 2017) bei der Ausschreibung berücksichtigt werden. Im Bereich der Flächenausweisung stehen dem Gesetzgeber danach weiterhin Gestaltungsmöglichkeiten zur Verfügung, da er die Anforderungen verändern kann. Indes besteht hier Konfliktpotenzial mit naturschutzrechtlichen Vorgaben, die im Rahmen dieser Studie jedoch nicht näher untersucht werden sollen.

---

[86] Vgl. die Übergangsregelungen in § 100 EEG 2017; ferner die Bestimmung für Kleinanlagen in § 21 EEG 2017.

[87] S. § 28 EEG 2017: „(1) Bei Windenergieanlagen an Land ist das Ausschreibungsvolumen
1. im Jahr 2017
a) zu dem Gebotstermin am 1. Mai 800 Megawatt zu installierender Leistung und
b) zu den Gebotsterminen am 1. August und 1. November jeweils 1 000 Megawatt zu installierender Leistung,
2. in den Jahren 2018 und 2019 zu den Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. Oktober jeweils 700 Megawatt zu installierender Leistung und
3. ab dem Jahr 2020
a) zu dem jährlichen Gebotstermin am 1. Februar jeweils 1 000 Megawatt zu installierender Leistung und
b) zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Juni und 1. Oktober jeweils 950 Megawatt zu installierender Leistung.
[…]
(2) Bei Solaranlagen ist das Ausschreibungsvolumen zu den jährlichen Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober jeweils 200 Megawatt zu installierender Leistung.
[…]“

[88] S. für Windenergie an Land und Solaranlagen dazu § 28 Abs. 1a und 2a EEG 2017.

[89] Zuschläge für Windenergieanlagen können grundsätzlich nicht nachträglich geändert, § 36f EEG 2017.

[90] Näher *Frenz*, RdE 2016, 433, 436.

[91] Vgl. dazu etwa *Vollprecht/Altrock*, EnWZ 2016, 387, 390 f. Zur vergleichbaren Problematik nach der FFAV *Grüner/Sailer*, ZNER 2016, 122, 126.

3. Anknüpfungspunkte für Anreizsetzungen nach dem Regime des EEG 2017

Die Bewertung der Effektivität einer Anreizsetzung für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie an Land ist aus mehreren Gründen zum jetzigen Zeitpunkt schwierig.[92]

a. Neue Anreizkonzeption nach dem EEG 2017

Zum einen verfolgt die Konzeption des EEG 2017 einen anderen Ansatz als die bisherige Ausbauförderung. Das neue Konzept beruht auf der Idee einer Kapazitätsplanung, was sich in den Zubaukorridoren und vorgegebenen Ausschreibungsvolumina manifestiert. Sie erlauben der Bundesnetzagentur auch ein nachsteuerndes Vorgehen.[93] Dies bedeutet, dass der Gesetzgeber einen ungehinderten, der Investorenentscheidung überlassenen Zubau nicht mehr als Zielvorstellung des Fördermodells definiert, sondern eine hoheitliche Steuerung beabsichtigt. Dies führt automatisch zu einer Verschiebung auch der Anreizstruktur. Maßgeblich wird nach dem neuen Modell sein, ob die Anreize hinreichend sind, um die gesetzlich vorgegebenen Ausbauziele zu erreichen. In Anbetracht des Umstands, dass die ersten Ausschreibungen nach dem EEG 2017 erst bevorstehen, können verlässliche Aussagen hierzu noch nicht getroffen werden. Erste Erfahrungen könnten durch die Ausschreibungen von Erzeugungskapazitäten auf Grundlage des § 55 Abs. 3 EEG 2014 sowie der Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (FFAV), die in den Jahren 2015-2017 durchgeführt werden, gesammelt werden.[94]

Das EEG 2017 setzt zum anderen ausweislich seines § 1 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 derzeit die Zielvorgabe für einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% im Jahr 2050 fest. Daher sind seine Mechanismen für das hier zugrundegelegte Szenario eines Anteils von 100% nur bedingt aussagekräftig. Änderungen, denen kompetenzielle Hindernisse nicht entgegenstünden, werden bei einer Ausweitung der Zielvorgabe daher unvermeidlich sein. Sie sind von der Konstruktion des Gesetzes auch durchaus möglich.

Bereits aus jetziger Sicht als nachteilig könnte sich das neue rechtliche Design hinsichtlich des Ausschreibungssystems und seiner Auswirkungen auf die Planungssicherheit erweisen, zumal die Ausschreibungen auf Zeiträume von mehreren Jahren angelegt sind, ohne den technischen

---

[92] Zum Vorgängermodell des EEG 2014 noch *Grüner/Sailer*, ZNER 2016, 122.
[93] S. beispielsweise § 85a EEG 2017 und dazu *Frenz*, RdE 2016, 433, 435.
[94] Die erste Zwischenauswertung der Bundesnetzagentur (Bericht: Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vom 13.1.2016, S. 8, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de) spricht von hohem Wettbewerbsdruck und einer mehrfachen Überzeichnung des Angebots.

Fortschritt oder Veränderungen in den Produktpreisen einbeziehen zu können. Das ist insbesondere für Großanlagen und deren Refinanzierungsmöglichkeiten relevant.[95]

b. Unionsrechtliche Grenzen der Abänderbarkeit

Freilich bestehen Grenzen für eine realistische Änderung der derzeitigen Konzeption der finanziellen Förderung erneuerbarer Energien.

aa. Die Beihilfeeigenschaft der Förderung

Zwar erscheint es insgesamt zu früh zu sein, um abschätzen zu können, inwieweit die neuen Förderregelungen hinreichende Anreize für einen Ausbau der erneuerbaren Energien setzen werden. Für die Marktteilnehmer, insbesondere die Erzeuger erneuerbarer Energien, begründet das neue Ausschreibungsverfahren – abgesehen von den überschaubaren formalen Teilnahmevoraussetzungen – sicherlich neue Herausforderungen, deren Auswirkungen noch abzuwarten sind.[96] Nötig sind insofern ökonomische Erfahrungsdaten. Selbst für den Fall, dass sich das durch das EEG 2017 geschaffene Förderregime als weniger ausbaueffektiv erweist als die vorherigen Fördermodelle, die zunächst auf dem Grundsatz der Einspeisevergütung[97] und seit dem EEG 2014 auf der Direktvermarktung mit (nicht wettbewerblich durch Ausschreibung festgestellter) Marktprämie[98] beruhten,[99] wird es in Anbetracht insbesondere seiner unionsrechtlichen Verankerung dennoch nicht ohne weiteres „zurückgeändert" werden können. Denkbar erschiene dies allenfalls, sofern der EuGH eine Beihilfeneigenschaft der Förderung erneuerbarer Energien nach dem EEG verneinte, was derzeit nicht absehbar erscheint.[100] Zudem fiele auch in diesem Falle das rechtspolitische Argument einer Förderung der Wettbewerblichkeit und Kostengünstigkeit der Erzeugung erneuerbarer Energien nicht fort, welches das Ausschreibungsmodell ebenfalls trägt.

bb. Grenzüberschreitende Fördermodelle

Ein weiterer Aspekt, der auf die Situation in Deutschland Auswirkungen haben wird, sind binnenmarktübergreifende Förderungen erneuerbarer Energien. Entsprechende Möglichkeiten

---

[95] Für Windenergieanlagen an Land – außer Bürgerenergiegesellschaften, § 36g EEG 2017 – ist Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung, dass sie bereits genehmigt sind; s. § 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017.
[96] Vgl. insofern *Berz/Ecke/Herrmann*, ET 10/2015, 38. So sind etwa auch Sicherheiten für die Gebote zu leisten, um evtl. Pönalen nach § 55 EEG 2017 für etwaige verspätete Inbetriebnahmen abzusichern; s. § 31 EEG 2017.
[97] Zum verbleibenden Anwendungsbereich nach dem EEG 2014 *Günther*, in: Gundel/Lange (Hrsg.), Energieversorgung in Zeiten der Energiewende, 2015, S. 131, 139.
[98] Zur Konzeption der Marktprämie *Schmidt-Preuß*, in: Klees/Gent (Hrsg.), Energie – Wirtschaft – Recht, Festschrift für Peter Salje zum 65. Geburtstag, 2013, S. 397, 401 f.
[99] S. dazu *Salje*, EEG 2014, 7. Aufl. 2015, Einführung Rn. 78.
[100] Ein Rechtsmittel gegen die Entscheidung des EuG ist seitens der Bundesregierung eingelegt worden; es ist anhängig als Rs. C-405/16 P.

für Kooperationen mit anderen Mitgliedstaaten sind in den Art. 7 ff. der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009 vorgesehen[101] und werden von der Kommission ausdrücklich befürwortet.[102] Deutschland hat hier Ende 2016 ein Pilotprojekt mit Dänemark über ein Ausschreibungsvolumen von 50 MW aufgelegt. Die rechtlichen Rahmenbedingungen regelt die Verordnung zur grenzüberschreitenden Ausschreibung von Zahlungen für Strom aus erneuerbaren Energien (GEEV). Insofern erscheinen ökonomische Erkenntnisse wesentlich, inwiefern eine regionale oder eine kooperative Förderung effizienter ist; der Verwaltungsaufwand ist freilich im letzteren Fall höher. Aus Sicht des Unionsrechts stellen diese Kooperationen in jedem Fall ein binnenmarktfreundlicheres Fördermodell dar als Begünstigungen allein im Inland erzeugter erneuerbarer Energien.

Auch die jüngsten Vorschläge der Kommission zu einer Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie[103] gehen in die Richtung einer marktmäßigeren Ausgestaltung der künftigen Förderung und zielen darauf ab, die alten diskriminierenden Regelungen weitgehend abzuschaffen. Inwieweit dieser politisch sensible Vorschlag freilich Erfolg haben wird, muss beobachtet werden.[104]

C. Fazit

Die Ausgestaltung des Raumordnungsrechts und des Rechts der erneuerbaren Energien können einen Ausbau, der das Ziel einer 100%-igen Versorgung mit erneuerbaren Energien verfolgt, in unterschiedlicher Hinsicht beeinflussen. Die rechtlichen Konstruktionen sind indes komplex; auch die tatsächliche und rechtspolitische Situation dieser Bereiche ist mit etlichen Unwägbarkeiten verbunden. Die verschiedenen denkbaren Optionen machen belastbare Projektionen schwierig und erfordern weitere begleitende Forschungsarbeit. Die Ergebnisse der Kurzstudie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Das stark föderalistisch geprägte Raumordnungsrecht entfaltet bislang auf zentraler Ebene nur ein geringes Steuerungspotenzial bei der Förderung erneuerbarer Energien. Eine

---

[101] Im Überblick *Lehnert/Vollprecht*, ZUR 2009, 307 (312 f.); *Kulovesi/Morgera/Muñoz*, CMLRev. 48 (2011), 829 (876 f.). Aus ökonomischer Sicht auch *Unteutsch/Lindenberger*, ET 5/2014, 12 ff.

[102] S. etwa Mitteilung »Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie«, COM(2015) 80 final vom 25.2.2015, S. 18, sowie Mitteilung »Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts«, COM(2015) 340 final vom 15.7.2015, S. 8 f. Zuvor auch bereits Mitteilung der Kommission »Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020«, KOM(2011) 31 endg. vom 31.1.2011, S. 14.

[103] Vgl. insbesondere des Art. 4 ff. des Vorschlags (Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), COM(2016) 767 final, 30.11.2016).

[104] Vgl. insofern die zurückhaltende Pressemitteilung des BMWi vom 30.11.2016 zum Winterpaket der Kommission.

Raumbedeutsamkeit ist auch nur bei großen Anlagen gegeben. Instrumente wie bindende Festsetzungen für diese stehen allerdings zur Verfügung. Insofern bestehen planungsrechtliche Möglichkeiten vor allem für die Länder. Dennoch ist die bisherige Durchschlagskraft auf die nachgelagerte Bauleitplanung eher gering. Hier könnten präzisere Planungsvorgaben, Gewichtungen und Planungspflichten im ROG des Bundes verankert werden, wohingegen die Etablierung einer echten zentralen Raumordnung seitens des Bundes aus verfassungsrechtlichen, vor allem aber verfassungspolitischen Gründen weniger erfolgversprechend erscheint. Die Raumordnung kann als Steuerungsinstrument dabei nicht eine Fachplanung ersetzen, da sie stets überfachlich bleiben muss.[105] Das begrenzt die möglichen Konkretisierungen von Ausbaumaßnahmen auf Grundlage der Raumordnungskompetenz. Es wäre insofern zu überlegen, ob zur Erreichung der Ziele einer 100%-igen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien ein Energiefachplanungsrecht hilfreich und realistisch erschiene. Eine Fachplanung im Bereich der Versorgungsnetze existiert bereits; erste Ansätze für eine Kapazitätsplanung sieht das EEG 2017 vor. Insofern könnte eine Zusammenführung erwogen werden, was freilich näherer Untersuchung bedürfte.[106]

Die Auswirkungen des EEG 2017 auf die Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien können derzeit schwer vorhergesagt werden, müssen angesichts der Ausbauziele aber unter Beobachtung bleiben. Während der Gesetzgeber bei der Definition der Anforderungen an nutzbare Flächen weitgehende Spielräume behält, hat das neue Modell der finanziellen Förderung mit der Einführung von Ausschreibungsverfahren einen Paradigmenwechsel eingeleitet. Die Ausschreibungsvolumina sind zudem erstmals im Erzeugungssektor im Wege gesamtplanerischen Vorgehens konzipiert worden. Ertrag und Ergebnisse sind noch offen. Einer freien Abänderbarkeit der derzeitigen Förderstruktur steht das Beihilferecht des Unionsrechts entgegen. Insofern werden in diesem Bereich die Entwicklungen im Unionsrecht, was die Gewichtung von Zielsetzungen des Klimaschutzes und der Förderung erneuerbarer Energien, angeht, besonders relevant werden. Dies gilt in erster Linie[107] natürlich für die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie, für die die Kommission jüngst einen Vorschlag vorgelegt hat.

Hannover, den 15.3.2017 (Prof. Dr. Germelmann)

[105] S. deutlich *Stüer/Hömig*, UPR 2002, 333; ebenso daher kritisch zu einer Klimaschutzgesetzgebung im Wege der Raumordnung *Reidt*, DVBl. 2011, 789.
[106] Als Folgefrage würde sich etwa erneut das Verhältnis zur Raumordnung stellen, freilich dann unter geänderten Vorzeichen.
[107] Relevant bleibt freilich auch die Entwicklung der Rechtsprechung des EuGH zum Beihilfenrecht.

Speicherung elektrischer Energie: technische Möglichkeiten, Potentiale und künftige Entwicklungen

Kurzgutachten im Rahmen des BfN-Projektes
„Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050“

23.8.2016

Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach
Professor an der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover,
Berufungsgebiet: Elektrische Energiespeichersysteme

1. Einleitung und Vorbetrachtungen

Gegenstand des vorliegenden Kurzgutachtens ist die Darstellung ausgewählter Technologien zur Speicherung elektrischer Energie. Hierbei wird sowohl auf technische und ökonomische Kenngrößen der einzelnen Technologien eingegangen als auch Abschätzungen zu deren verfügbaren Potentialen und ökologischen Auswirkungen zusammengetragen.

Im Rahmen des übergeordneten Projektes soll ein Energieversorgungssystem mit einem regenerativen Deckungsgrad von 100% betrachtet werden. In einem solch drastischen Szenario muss besonderes Augenmerk auf folgende Teilaufgaben gerichtet werden:

1. Ausgleich von Unterschieden im regenerativen Dargebot im Tag/Nacht-Verlauf. Dieser Bedarf ergibt sich insbesondere beim Einsatz von Photovoltaik-Anlagen zur Energiebereitstellung.
2. Ausgleich von Unterschieden im regenerativen Dargebot im Verlauf der Jahreszeiten. Dieser Bedarf ergibt sich einerseits beim Einsatz von Photovoltaik-Anlagen wegen der jahreszeitlich bedingten Schwankung des solaren Dargebotes, wird aber andererseits teilweise durch die jahreszeitlich bedingten Schwankungen im Winddargebot beim Einsatz von Windenergieanlagen ausgeglichen.
3. Überbrückung von Dargebotsausfällen von mehreren Tagen. Derartige Situationen treten gelegentlich bei ungünstigen Wetterlagen mit wenig Wind und starker Bewölkung auf (sog. „Dunkelflaute“).

In Szenarien mit einem geringen regenerativen Deckungsgrad würde auf einen solchen Ausgleich aus ökonomischen Gründen größtenteils verzichtet werden. Im Falle eines zu geringen regenerativen Dargebots würde die fehlende Leistung stattdessen aus fossilen Quellen ergänzt werden. Umgekehrt würde bei zu großem Dargebot die überschüssige Leistung aus erneuerbaren Quellen verworfen werden. Sollen höhere erneuerbare Deckungsgrade erreicht werden, müsste der Einsatz fossiler Kraftwerke in zunehmenden Maße unterbleiben und die Erzeugungsengpässe durch große Überkapazitäten hinsichtlich der installierten Photovoltaik- und Windenergieanlagen kompensiert werden. Dies führt jedoch einerseits zu einer unmittelbaren Erhöhung der Systemkosten und anderseits zu einer Zunahme der jährlich zu verwerfenden Energiemenge.

Alternative Lösungswege ergeben sich durch eine geeignete Laststeuerung (sog. Demand-Side-Management) und den ergänzenden Einsatz von Energiespeichern. Bei der Laststeuerung wird der o.g. Ausgleich durch das Anpassen eines Teils der Verbraucherlasten

an das aktuelle Energiedargebot aus erneuerbaren Quellen bewerkstelligt. Voraussetzung hierfür ist das Vorhandensein entsprechend verschiebbarer Lasten und die Bereitschaft der Verbraucher diese Lasten systemdienlich zu betreiben. Die Kosten für diese Lösung ergeben sich aus den Aufwendungen für die Bereitstellung und den Betrieb einer entsprechenden Steuerungsinfrastruktur sowie den Zahlungen von Flexibilitätsprämien an die Verbraucher. Im Vergleich zu den Kosten, die bei der Installation von Energiespeichersystemen entstehen, fallen die Kosten für den Dargebotsausgleich mittels Laststeuerung eher gering aus. Somit ist diese Lösung entsprechend zu bevorzugen. Allerdings hängt das tatsächlich nutzbare Potential, dass durch eine Laststeuerung gehoben werden kann, von einer Vielzahl von Einflussgrößen ab. Einerseits ist davon auszugehen, dass nicht der gesamte Ausgleichsbedarf hierdurch zu decken ist. Anderseits muss berücksichtigt werden, dass die meisten Lasten eher innerhalb eines Tages verschiebbar sind, seltener jedoch innerhalb des Jahresverlaufs.

Die Deckung des entsprechend verbleibenden Ausgleichsbedarfs, sowie die Überbrückung von Dargebotsausfällen (siehe oben, Punkt 3) kann mit Hilfe von Energiespeichern bewerkstelligt werden. Hierzu erfolgt letztlich eine Verschiebung von überschüssiger Energie aus dargebotsstarken Zeiten in Zeiten, in denen ein geringes regeneratives Dargebot bzw. ein Dargebotsausfall vorliegt. Hierdurch werden die Erzeugungskapazitäten sinnvoll ausgenutzt und entsprechende Überkapazitäten vermieden.

Neben dem zeitlichen Dargebotsausgleich ist eine weitere Teilaufgabe zu berücksichtigen:

4. Ausgleich von örtlichen Unterschieden im regenerativen Dargebot. Diese entstehen durch eine geographische Ungleichverteilung von Lastzentren und bevorzugten Erzeugugsgebieten.

Das Mittel der Wahl zum Ausgleich dieses Bedarfs ist ein entsprechender Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. In bestimmten Fällen können Speicher hier jedoch ergänzend eingesetzt werden, um einzelne Komponenten bzw. Netzabschnitte kleiner dimensionieren zu können. Aus Sicht des Speichersystems läuft dies allerdings letztlich wieder auf einen zeitlichen Ausgleich, hier nun von einer lokalen Dargebotsschwankung zumeist im Tag/Nacht-Verlauf, hinaus.

Die konkreten Ausgleichsbedarfe, die sich im Rahmen der Teilaufgaben 1-4 ergeben und derjenige Anteil den Energiespeicher zu deren Deckung beitragen können, müssen stets im Kontext der zugrunde liegenden technischen Ausführung des Gesamtsystems gesehen werden. Pauschale Aussagen lassen sich deshalb hierzu nicht ableiten, wenngleich sich aber die Einflussgrößen klar benennen lassen. Hierzu gehören im Einzelnen:

(a) beabsichtigter regenerativer Deckungsgrad,
(b) Ausbaugrad/-struktur der regenerativen Energieerzeugungsanlagen (insb. Absolutwerte und Verhältnis der installierten Peak-Leistung der Photovoltaik- und Windenergieanlagen, jeweilige geographische Lage und Netzebene, in die die Einspeisung erfolgt),
(c) Struktur und Ausbaugrad des Stromnetzes,
(d) Struktur, Ausbaugrad und Betriebsführung sektorenkoppelnder Elemente
(e) technische, ökonomische und ökologische Kenngrößen sämtlicher im System verwendeter Elemente

Punkt (d) wurde bisher noch nicht angesprochen, hat aber einen überragenden Einfluss auf die oben aufgeführten Ausgleichsbedarfe. Hintergrund diesbezüglicher Überlegungen ist der Umstand, dass im Rahmen der Energiewende nicht nur das Stromsystem, sondern auch der Wärme- und Mobilitätssektor dekarbonisiert werden sollen. Ein naheliegender Ansatz hierzu, der gegenwärtig als vielversprechende Lösung diskutiert wird, besteht in der Kopplung des Stromsystems mit den oben genannten Sektoren. Dies bringt aus verschiedenen technischen Gründen einerseits ein sehr großes Potential hinsichtlich der bereits erwähnten Laststeuerung

mit sich, bedarf aber andererseits einer entsprechend stärkeren Dimensionierung des Stromsystems, sowohl hinsichtlich der Erzeugungs- als auch hinsichtlich der Transportkapazitäten.

Im Folgenden sollen die Speichertechnologien näher charakterisiert werden, die prinzipiell zur Deckung der oben beschriebenen Ausgleichsbedarfe (siehe Punkte 1-4) in Frage kommen. Hierzu gehören im Einzelnen: Li-Ionen-, Blei-Säure- und Natrium-Schwefel-Akkumulatoren, Redox-Flow-Systeme, Pumpspeicher, adiabate Druckluftenergiespeicher und wasserstoffbasierte Speichersysteme.

Aus technisch-ökonomischen Erwägungen werden einige Speichertechnologien für die vorliegenden Betrachtungen von vornherein ausgeschlossen. Hierzu gehören: supraleitende Spulen, Superkondensatoren und Schwungradspeicher. Diese Speichersysteme zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass sie die zu speichernde Energie in sehr kurzer Zeit (<1-10 min) aufnehmen bzw. abgeben können. Für die oben erwähnten Ausgleichsbedarfe sind sie jedoch eher ungeeignet. Ausgeschlossen werden ferner Technologien, die gegenwärtig eine geringe technische Reife aufweisen und/oder bei denen nicht zu erwarten ist, dass sie sich aus technisch-ökonomischen Erwägungen in Konkurrenz zu den oben erwähnten Technologien durchsetzen werden.

Für die betrachteten Systeme erfolgt in Kapitel 3 jeweils die Darstellung relevanter, zuvor in Kapitel 2 eingeführter, technischen und ökonomischen Kenngrößen. Ferner werden jeweils Angaben zu dem in Deutschland verfügbaren Speicherpotential zusammengetragen. Die ökologischen Kenngrößen bedürfen einer gesonderten Betrachtung. Während für die technisch-ökonomische Bewertung einheitlich definierte Kenngrößen und eine vergleichsweise gesicherte Datenlage vorliegen, werden für die ökologische Bewertung von Speichern einerseits mehrere unterschiedliche Bewertungsmaßstäbe und Methoden herangezogen, die andererseits bisher nicht flächendeckend auf sämtliche relevante Speichertechnologien angewendet wurden. Die entsprechenden Ausführungen hierzu erfolgen deshalb separat in Kapitel 4.

2. Definition der verwendeten technischen und ökonomischen Kenngrößen

Für die Beschreibung von Energiespeichersystemen haben sich folgende technisch-ökonomischen Kenngrößen etabliert:

- E/P-Verhältnis
- Ladewirkungsgrad η_{lad} und Entladewirkungsgrad η_{entl}
- Ratenkonstante für die Selbstentladung
- kalendarische Lebensdauer und Zyklenlebensdauer
- spezifische Investitionskosten und spezifische Betriebskosten

Das E/P-Verhältnis setzt die Kapazität des Speichersystems E (in kWh) ins Verhältnis zur maximal möglichen Lade- bzw. Entladeleistung P (in kW). Der gebildete Quotient (Einheit: h) gibt somit die kürzest mögliche Zeit an, in der Energie dem Speicher zugeführt bzw. entnommen werden kann. Je kleiner diese Zahl ist, umso leistungsfähiger ist das System. Superkondensatoren weisen z.B. ein E/P-Verhältnis in der Größenordnung von Minuten auf, während für Blei-Säure-Batterien typsicherweise E/P=1-10 h realisiert werden kann. Für einen Teil der Speichertechnologien (z.B. Akkumulatoren) liegt das E/P-Verhältnis bauartbedingt mehr oder weniger fest. Bei den anderen Technologien ist es während der Gestaltungsphase frei wählbar (z.B. Pumpspeicherwerke).

Ladewirkungsgrad η_{lad} und Entladewirkungsgrad η_{entl} charakterisieren die Energiewandlungsverluste beim Lade- und Entladevorgang. Bei einem Pumpspeicherkraftwerk wird beispielsweise während des Ladevorgangs elektrische Energie mittels eines Motors und einer Pumpe in kinetische Energie (strömendes Wasser) und dann weiter in potentielle Energie

gewandelt. Der elektrische Wirkungsgrad des Motors, der hydraulische Wirkungsgrad der Pumpe und die Reibungsverluste in der Rohrleitung bestimmen letztlich den Ladewirkungsgrad. Analog verhält es sich für die Entladerichtung. Da der Lade- und Entladewirkungsgrad in einigen Fällen aus technischen Gründen nicht ohne weiteres separat bestimmt werden können, wird häufig nur das Produkt der beiden Größen, der sog. Wälzwirkungsgrad, angegeben. Zur Bestimmung des Wälzwirkungsgrades wird der Speicher unter Nennbedingungen geladen und anschließend wieder entladen. Der Quotient aus der ausgespeicherten und eingespeicherten Energie ergibt dann den Wälzwirkungsgrad.

Bei der Ratenkonstante für die Selbstentladung handelt es sich um eine Kenngröße zur Charakterisierung der Verluste, die durch die Selbstentladung des Speichersystems auftreten. Im Falle eines Pumpspeicherkraftwerkes entsteht dies z.B. durch die Verdunstung von Wasser im Oberbecken (dies wird aber typischerweise durch Niederschläge im Jahresmittel wieder ausgeglichen). Bei Akkumulatoren hingegen tritt die Selbstentladung durch das Ablaufen von unerwünschten Nebenreaktionen auf. Konkret gibt die Ratenkonstante (in %/Monat) an, welcher Anteil der zu einem bestimmten Zeitpunkt im Speicher befindlichen Energie, in einer bestimmten Zeiteinheit durch Selbstentladung verloren geht.

Die kalendarische Lebensdauer (in Jahren) und die Zyklenlebensdauer (in äquivalenten Vollzyklen) lassen Aussagen zur Nutzungsdauer eines Speichersystems zu. Welche der beiden Größen maßgeblich ist, hängt dabei vom konkreten Einsatz des Speichers ab. Hierzu ein kurzes Beispiel: gegeben ist ein Speicher mit einer kalendarischen Lebensdauer von 10 Jahren und einer Zyklenlebensdauer von 2.000 Vollzyklen. Wird in einer konkreten Anwendung der Speicher 10 mal pro Jahr ge-/entladen, so hat das System nach 10 Jahren insgesamt 100 Vollzyklen vollzogen. In diesem Fall ist dann die kalendarische Lebensdauer maßgeblich. Wird das System in einer anderen Anwendung dagegen 10 mal pro Tag ge-/entladen, so hat der Speicher bereits nach einem guten halben Jahr 2.000 Vollzyklen vollzogen. In diesem Fall ist dann die Zyklenlebensdauer maßgeblich für die Nutzungsdauer.

Hinsichtlich der Investitionskosten werden typsicherweise zwei Anteile unterschieden. Ein Teil der Kosten steht in Zusammenhang mit dem mit der Lade-/Entladeleistung skalierenden Teil der Infrastruktur. Hierzu gehören z.B. bei einem Pumpspeicherkraftwerk die Pumpe, die Turbine und der Motor/Generatorsatz. Der andere Teil der Kosten steht im Zusammenhang mit dem mit der Kapazität skalierenden Teil der Infrastruktur. Beim Beispiel des Pumpspeicherkraftwerks bleibend, gehören hierzu vor allem das Ober- und das Unterbecken. Beide Kostenanteile werden separat als spezifische Kosten ausgewiesen (in €/kW bzw. €/kWh) und werden dann entsprechend additiv zu den Gesamtkosten verrechnet. Die jährlichen Kosten für Wartung, Instandhaltung und das Betriebspersonal werden typsicherwiese pauschal als Anteil der Gesamtinvestitionssumme (in % pro Jahr) angegeben. Aus den Gesamtkosten lassen sich für eine konkrete Anwendung unter Kenntnis der jährlich ein-/ausgespeicherten Energie und der tatsächlichen Lebensdauer die sogenannten Durchspeicherkosten (in €/$kWh_{gewälzt}$) ermitteln. Diese Kosten hängen jedoch von der konkreten Anwendung des Speichersystems ab und werden deshalb nicht pauschal ausgewiesen.

3. Zusammenstellung der Charakteristika der einzelnen Speichertechnologien

Hinsichtlich der Werte der einzelnen Kenngrößen sind in den letzten Jahren große Anstrengungen unternommen worden, um möglichst konsistente und zuverlässige Aussagen für die einzelnen Technologien und die relevanten Betrachtungsjahre treffen zu können (z.B. VDE (2009), Wietschel et al. (2010), Fuchs et al. (2012), Hartmann et al. (2012), VDE (2012), Pape et al. (2014), Fichtner (2014), Görner et al. (2015), Elsner und Sauer (2015)). Im Rahmen einzelner, jüngeren Studien erfolgte dabei eine unmittelbare Überarbeitung und Ergänzung ausgewählter vorangegangener Arbeiten. Beispiele hierfür sind Pape et al. (2014) sowie Elsner und Sauer (2015), die sich ihrerseits auf die Studie von Fuchs et al. (2012) beziehen.

Im Ergebnis dieses Überarbeitungs- und Revisionsprozesses liegt inzwischen ein relativ konsistentes und zuverlässiges Gesamtbild vor.

Für das vorliegende Kurzgutachten wurden alle oben genannten Quellen durchgesehen und die Zusammenstellung von Elsner und Sauer (2015) als beste und umfassendste identifiziert. Diese wurde im Auftrag der Wissenschaftsakademien acatech, Leopoldina und der Akademienunion im Rahmen des Projektes „Energiesysteme der Zukunft“ angefertigt. Alle für die vorliegende Unterlage relevanten Angaben wurden aus dieser Quelle ausgewählt, jeweils sorgfältig hinterfragt, ergänzt und schließlich in Tabellenform aufbereitet.

Abb. 1 und 2 zeigen zunächst die Zusammenstellungen für die zu betrachtenden Speichersysteme mit festem E/P-Verhältnis. Es handelt sich dabei ausschließlich um Akkumulatoren, d.h. die elektrische Energie wird beim Laden in chemische innere Energie und beim Entladen wieder zurück in elektrische Energie gewandelt. Das E/P-Verhältnis liegt für alle drei Speichertypen in der Größenordnung von mehreren Stunden, wobei Li-Ionen-Akkumulatoren mit einem Wert von bis zu 0,5 h die leistungsfähigste Technologie darstellt. Die erreichbaren Wälzwirkungsgrade liegen heute in der Größenordnung von 80-85% und in Zukunft im Bereich von 90%, wobei der Natrium-Schwefel-Akkumulator im Vergleich um wenige Prozentpunkte schlechter abschneidet. Auch die Selbstentladerate liegt für die drei Technologien in der gleichen Größenordnung und beträgt einige Prozent pro Monat.

Kenngrößen Lithium-Ionen-Akkumulatoren[a]

	2015	2050
E-zu-P-Verhältnis	0,5-10 h	0,2-10 h
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{\mathrm{lad}} \cdot \eta_{\mathrm{entl}}$	84-87%	85-95%
Ratenkonstante, Selbstentladung	3-11%/m	1-5%/m
kalendarische Lebensdauer	11-15 Jahre	14-30 Jahre
Zyklenlebensdauer (Vollzyklen)	5.000	12.000
Investitionskosten		
… mit Kapazität skalierender Teil	310-580 €/kWh (580-2.100 €/kWh)[b]	66-145 €/kWh (145-445 €/kWh)[b]
… mit Leistung skalierender Teil	140-180 €/kW	30-60 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1,5%/a	0,5-1,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	keine	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	Lithium 80-200 kg/MWh, Cobalt 400-500 kg/MWh	
spez. Flächenbedarf	ca. 15 m²/MWh[c]	

[a]falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015) [b]gilt für kleinskalige Systeme (Heimanlagen)
[c]grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Abb. 1: Zusammenstellung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Lithium-Ionen-Akkumulatoren.

Wesentliche Unterschiede existieren hinsichtlich der kWh-spezifischen Kosten und der Zyklenlebensdauer. So weisen heute Lithium-Ionen-Akkumulatoren im Vergleich zu Blei-Säure-Akkumulatoren eine ungefähr doppelt so hohe Zyklenlebensdauer auf, sind dafür aber noch durchschnittlich dreimal so teuer. In Zukunft wird erwartet, dass die preislichen Unterschiede zwischen den beiden Technologien verschwinden, wobei die Zyklenlebensdauer von Lithium

Kenngrößen Blei-Säure-Akkumulatoren[a]

	2015	2050
E-zu-P-Verhältnis	1-10 h	1-10 h
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{\mathrm{lad}} \cdot \eta_{\mathrm{entl}}$	82-86%	85-93%
Ratenkonstante, Selbstentladung	2,7-10,8%/m	1,2-4,8%/m
kalendarische Lebensdauer	9-12 Jahre	10-20 Jahre
Zyklenlebensdauer (Vollzyklen)	2.500	2.500
Investitionskosten		
… mit Kapazität skalierender Teil	75-198 €/kWh (167-646 €/kWh)[b]	75-165 €/kWh (161-535 €/kWh)[b]
… mit Leistung skalierender Teil	55-90 €/kW	30-60 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1,5%/a	0,5-1,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	keine	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	Blei 8.000-12.000 kg/MWh	
spez. Flächenbedarf	ca. 35 m²/MWh[c]	

[a]falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)
[b]gilt für kleinskalige Systeme (Heimanlagen)
[c]grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Kenngrößen Natrium-Schwefel-Akkumulatoren[a]

	2015	2050
E-zu-P-Verhältnis	1-10 h	1-10 h
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{\mathrm{lad}} \cdot \eta_{\mathrm{entl}}$	77-82%	83-91%
Ratenkonstante, Selbstentladung	1,5%/m[b]	1,5%/m[b]
kalendarische Lebensdauer	19-25 Jahre[c]	21-43 Jahre[c]
Zyklenlebensdauer (Vollzyklen)	10.000[c]	10.000[c]
Investitionskosten		
… mit Kapazität skalierender Teil	240-348 €/kWh	53-165 €/kWh
… mit Leistung skalierender Teil	140-180 €/kW	30-60 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1,5%/a	0,5-1,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 100 kWh	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 30 m²/MWh[d]	

[a]falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)
[b]Wert kritisch ist zu hinterfragen; wahrscheinlich Standby-Verluste durch Beheizung nicht berücksichtigt
[c]Wert ist kritisch zu hinterfragen; Pape et al. (2014) geht von wesentlich geringeren Werten aus (Faktor 0,25-0,5)
[d]grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Abb. 2: Zusammenstellung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Blei-Säure- (oben) und Natrium-Schwefel-Akkumulatoren (unten).

Ionen-Akkumulatoren noch einmal kräftig zunehmen wird (vgl. Abb. 1 und 2). Natrium-Schwefel-Systeme können hinsichtlich dieser beiden Kenngrößen gegenwärtig gut mit Blei-Säure-Systemen und künftig mit Lithium-Ionen-Speichern konkurrieren. Einzig der Umstand, dass Natrium-Schwefel-Systeme nicht kleinskalig realisiert werden können, führt in der gegenwärtig stark durch Heimspeichersysteme für Photovoltaik-Anlagen geprägten Diskussion, zu einer etwas geringeren Wahrnehmung dieser Technologie.

Für keine der drei Speichertechnologien existiert eine harte Grenze hinsichtlich des realisierbaren Speicherpotentials. Alle dieser Speichertypen können an beliebigen Orten aufgestellt werden, wobei der spezifische Flächenbedarf bei angenommener eingeschossiger Hallen-Ausführung mit 15-35 m^2/MWh moderat ausfällt und sich durch eine mehrgeschossige Ausführung bei Bedarf weiter vermindern ließe. Als kritische Resourcen sind Lithium und Cobalt im Falle des Lithium-Ionen-Akkumulators und Blei im Falle des Blei-Akkumulators zu berücksichtigen (vgl. Abb. 1 und 2).

Abbildungen 3-4 zeigen die Zusammenstellungen für die Speicher mit variablem E/P-Verhältnis. Der prinzipielle Vorteil dieser Technologien liegt in der Tatsache begründet, dass sich die mit der Speicherkapazität skalierende Infrastruktur (sog. Energieteil) und die mit der La-de-/Entladeleistung skalierende Infrastruktur (sog. Leistungsteil) unabhängig voneinander dimensionieren lassen und der betreffenden Anwendung damit exakt angepasst werden können. Dies ist vor allem aus ökonomischer Sicht immer dann vorteilhaft, wenn große E/P-Verhältnisse zu realisieren sind und die kWh-spezifischen Technologiekosten sehr klein ausfallen. Gute Beispiele hierfür stellen Pumpspeicherkraftwerke (≈50 €/kWh; Speicherung in Form von potentieller Lageenergie), adiabate Druckluftenergiespeicher (≈30 €/kWh; Speicherung in Form von thermischer innerer Energie) und vor allem H_2-basierte Speichersysteme (≈0,50 €/kWh, Speicherung in Form von chemischer innerer Energie) dar (vgl. Abb. 3 und 4). Die Redox-Flow-Akkumulatoren (Speicherung ebenfalls in Form von chemischer innerer Energie) fallen bezüglich dieser Größe ziemlich aus dem Rahmen. Sie haben aber dennoch ihre Berechtigung, weil sich nur diese Technologie als einzige kleinskalig realisieren lässt, während für die anderen drei Speichertypen Mindestgrenzen in der Größenordnung von mehreren hundert Mega- bzw. Gigawattstunden vorliegen (vgl Abb. 3 und 4). Ebenso ist zu berücksichtigen, dass die letztgenannten Speichertechnologien im Unterschied zu Redox-Flow-Systemen nur an geographisch/geologisch günstigen Standorten installiert werden können. Daraus ergeben sich für diese Technologien auch entsprechende Potentialgrenzen, die in Deutschland im Falle der Pumpspeicherwerke und der Druckluftenergiespeicher im Bereich von einigen Dutzend Gigawattstunden und nur für die H_2-basierten Speichersysteme im mehrstelligen Terawattstundenbereich liegen (vgl. Abb. 3 und 4).

Hinsichtlich der Kosten für den Leistungsteil liegen alle vier Technologien mit gegenwärtig ca 1.000 €/kW und künftig ca. 500 €/kW ungefähr gleichauf, wobei die Pumpspeicherkraftwerke aktuell eher das billigere Ende darstellen. Hinsichtlich der Lebensdauer stellen sich Pumpspeicher und auch Druckluftenergiespeicher durch eine besonders hohe kalendarische und zyklische Lebensdauer besonders vorteilhaft dar. Für die anderen beiden Technologien ergeben sich aber auch recht akzeptable Werte (vgl. Abb. 3 und 4).

Für die energetischen Kenngrößen ergibt sich ein sehr differenziertes Bild. Mit Blick auf die Selbstentladung schneiden Pumpspeicher und H_2-basierte Systeme auch im Vergleich zu den zuvor besprochenen Akkumulatoren am besten ab. Eine weniger günstige Situation ergibt sich für die Redox-Flow-Systeme, die ungefähr gleiche Selbstentladeraten wie die Akkumulatoren aufweisen. Am schlechtesten stellen sich die adiabaten Druckluftenergiespeicher dar. Hier liegt die Ratenkonstante für die Selbstentladung in der Größenordnung von mehreren zehn Prozent pro Monat. Ursache hierfür sind die Wärmeverluste des zum System zugehörigen thermischen Speichers. Mit Blick auf den Wälzwirkungsgrad ergibt sich folgendes Bild: der Pumspeicher schneidet wieder am besten ab (gleiche Größenordnung wie die Akkumulatoren), gefolgt von den Redox-Flow-Systemen und dem adiabaten Druckluftenergiespeicher (vgl. Abb. 3 und 4). Die H_2-basierten Speichersysteme hingegen markieren hier mit

Kenngrößen Redox-Flow-Speicher[a]

	2015	2050
E-zu-P-Verhältnis	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{\mathrm{lad}} \cdot \eta_{\mathrm{entl}}$	63-71%	65-82%
Ratenkonstante, Selbstentladung	3-11%/m	1-5%/m
kalendarische Lebensdauer	11-15 Jahre	15-29 Jahre
Zyklenlebensdauer (Vollzyklen)	10.000-13.000	13.000
Investitionskosten		
… mit Kapazität skalierender Teil	280-360 €/kWh	70-130 €/kWh
… mit Leistung skalierender Teil	1.264-1.656 €/kW	564-1.182 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	1-2%/a	1-2%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	keine	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 40 m^2/MWh[b]	
	ca. 75 m^2/MW[b]	

[a]falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)
[b]grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Kenngrößen Pumpspeicherkraftwerke[a]

	2015	2050
E-zu-P-Verhältnis	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{\mathrm{lad}} \cdot \eta_{\mathrm{entl}}$	73-84%	73-84%
Ratenkonstante, Selbstentladung	0,2-0,6%/m	0,2-0,6%/m
kalendarische Lebensdauer	80 Jahre	80 Jahre
Zyklenlebensdauer (Vollzyklen)	100.000	100.000
Investitionskosten		
… mit Kapazität skalierender Teil	25-75 €/kWh	25-75 €/kWh
… mit Leistung skalierender Teil	680-1.065 €/kW	680-1065 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	1,2%/a	1,2%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 370 MWh[b]	
Potentialgrenze (BRD)	100 GWh[c]	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 90 m^2/MWh[d]	

[a]falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)
[b]nach Fichtner (2014)
[c]Wert ist kritisch zu hinterfragen; stark divergierende Angaben in der Literatur
[d]grobe Abschätzung; unterstellte Fallhöhe 200 m, unterstellte Dammhöhe/Beckentiefe 50 m

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Abb. 3: Zusammenstellung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Redox-Flow-Akkumulatoren (oben) und Pumpspeicherkraftwerke (unten).

Kenngrößen adiabate Druckluftenergiespeicher[a]

	2015	2050
E-zu-P-Verhältnis	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{\mathrm{lad}} \cdot \eta_{\mathrm{entl}}$	63-70%	65-75%
Ratenkonstante, Selbstentladung	15-30%/m	15-30%/m
kalendarische Lebensdauer	25 Jahre	40 Jahre
Zyklenlebensdauer (Vollzyklen)	100.000	100.000
Investitionskosten		
… mit Kapazität skalierender Teil	30-38 €/kWh[b]	19-28 €/kWh[b]
… mit Leistung skalierender Teil	785-1.055 €/kW	555-760 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1%/a	0,5-1%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 1 GWh[c]	
Potentialgrenze (BRD)	24 GWh[d]	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 10 m²/MWh[e]	

[a]falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015) [b]Kavernenspeicherung unterstellt
[c]Abschätzung; Mindestvolumen (geom.) Kaverne: 0,3 Mio m³ (Fichtner, 2014), spez. Energie Druckluft: 3,33 Wh/m³
[d]Wert ist kritisch zu hinterfragen; Fichtner (2014) weist allein in Norddeutschland geeignete Strukturen mit 370 GWh aus
[e]grobe Abschätzung; unterstellte Kaverne: 1 GWh, 100x100 m² oberirdische Anlage

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Kenngrößen H_2-basierte Energiespeicher[a]

	2015	2050
E-zu-P-Verhältnis	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{\mathrm{lad}} \cdot \eta_{\mathrm{entl}}$	23-28%	40-50%
Ratenkonstante, Selbstentladung	0-1%/m	0-1%/m
kalendarische Lebensdauer	40 Jahre	40 Jahre
Zyklenlebensdauer (Vollzyklen)	10.000	10.000
Investitionskosten		
… mit Kapazität skalierender Teil	0,3-0,6 €/kWh[b]	0,3-0,6 €/kWh[b]
… mit Leistung skalierender Teil	1.107-1.323 €/kW	515-635 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	3,5%/a	3,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 100 GWh[c]	
Potentialgrenze (BRD)	200 TWh[d]	
kritische Ressourcen	Platin 0,25-0,5 kg/MW	
spez. Flächenbedarf	< 0,1 m²/MWh[e]	

[a]falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015) [b]Kavernenspeicherung unterstellt
[c]Abschätzung; Mindestkavernenvolumen (geom.): 0,3 Mio m³ (Fichtner, 2014), spez. Energie Druckwasserstoff: 333 Wh/m³
[d]Wert ist kritisch zu hinterfragen; Elsner und Sauer setzen hier das Speichervermögen der dt. Erdgasspeicher an, die dann in Konkurrenz zu nutzen wären, Fichtner (2014) hingegen weist allein in Norddeutschland geeignete Strukturen mit 232 TWh aus
[e]grobe Abschätzung; unterstellte Kaverne: 100 GWh, 100x100 m² oberirdische Anlage

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Abb. 4: Zusammenstellung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für adiabate Druckluftenergiespeicher (oben) und H_2-basierte Energiespeicher (unten).

einem Wälzwirkungsgrad in der Größenordnung von heute 23-28% und künftig von bis zu 50% deutlich das Schlusslicht. Ursache hierfür sind die moderaten Wirkungsgrade für die Wandlung von Elektroenergie in Wasserstoff mittels Elektrolyse und für die anschließende Rückverstromung in Brennstoffzellen oder Gasturbinen. Teilweise wird im gegenwärtigen Diskurs auch die weitere Wandlung des Wasserstoffs in Methan/synthetisches Erdgas diskutiert. Vorteilhaft wäre hierbei, dass die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur nebst Speichern (ca. 230 TWh, allerdings dann in Konkurrenz zur Erdgasspeicherung) genutzt werden könnte. Nachteilig ist allerdings, dass der Wälzwirkungsgrad dieser Speicherkette durch die weitere stoffliche Wandlung von Wasserstoff gemeinsam mit CO_2 zu Methan noch einmal reduziert wird. Ferner ist zu berücksichtigen, dass in einem Energiesystem mit einem regenerativen Deckungsgrad von 100% nur noch wenige CO_2-Punktquellen zur Verfügung stehen.

Abschließend sollen auf Basis der aufgeführten Kenngrößen noch einige Anmerkungen zur Eignung der vorgestellten Technologien für die eingangs skizzierten Ausgleichsaufgaben gemacht werden. Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass jede Speicheraufgabe unterschiedliche Anforderungen an das Speichersystem stellt und es folglich nicht *den einen* Speichertyp gibt, der alle Probleme zu lösen vermag. Für die folgenden Überlegungen lassen sich zwei Kategorien unterschieden: a) Speichersysteme für den Tag/Nachtausgleich (vgl. Kapitel 1, Punkte 1 und 4), b) Speichersysteme für den längerfristigen Ausgleich (vgl. Kapitel 1, Punkte 2 und 3).

Zu a) Aus energetischer Sicht sind für diese Aufgabe Systeme mit hohem Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad gefragt. Da die Speicherdauer vergleichsweise kurz ist, ist eine gewisse Selbstentladerate tolerierbar. Ein Teil der Speicher für den Tag-/Nachausgleich ist erzeugernah unterzubringen (z.B. Pufferspeicher für Photovoltaik-Anlagen). Deshalb ist es wichtig, dass auch kleinskalige Realisierungen des Speichers (<100 kWh) möglich sind.

Aus ökonomischer Sicht wären Systeme zu bevorzugen, die möglichst kleine Durchspeicherkosten für Ein- und Ausspeisezeiten in der Größenordnung von 8-12 h aufweisen (entspricht ca. 250-300 Vollzyklen pro Jahr). Systeme mit flexiblem E/P-Verhältnis sollten sinnvollerweise auf E/P=8-12 h ausgelegt werden – Leistungs- und Energieteil sind dann kostenminimal dimensioniert. Speichersysteme mit festem E/P-Verhältnis werden nach Möglichkeit passend ausgewählt. Allerdings ist auch eine abweichende Dimensionierung möglich. Weist das Speichersystem ein E/P-Verhältnis größer als 12 h auf, so ist der Speicher leistungsdominiert auszulegen. Um die Leistungsanforderung zu erfüllen, verfügt das System hierbei über eine größere Kapazität als eigentlich nötig, wodurch die Kosten entsprechend steigen. Unter bestimmten Umständen wird dies aber durch eine gesteigerte Lebensdauer des überdimensionierten und dadurch relativ gesehen weniger belasteten Systems kompensiert. Weist der Speicher ein E/P-Verhältnis kleiner als 8 h auf, ist eine kapazitätsdominierte Auslegung zu wählen. Hierbei kann der Speicher mit einer größeren Leistung ge-/ entladen werden als eigentlich im Rahmen der Anwendung nötig ist. Auch hier kann unter Umständen eine gesteigerte Lebensdauer die Mehrkosten für die leistungsstärkere Technologie ausgleichen.

Von den Speichersystemen mit festem E/P-Verhältnis sind prinzipiell alle Technologien für diese Aufgabe geeignet. Erzeugernah und kleinskalig lassen sich dabei insbesondere Lithium-Ionen- und Bleisäure-Akkumulatoren einsetzen. Für den zentralen großskaligen Tag/Nachtausgleich wären neben Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Akkumulatoren dann auch Natrium-Schwefel-Systeme geeignet. Für die Systeme mit flexiblem E/P-Verhältnis kommen vor allem Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftenergiespeicher und auch Redox-Flow-Speicher in Frage, wobei letztere auch dezentral und erzeugernah installierbar wären. Die H_2-basierten Speichersysteme scheiden wegen des schlechten Wälzwirkungsgrades klar aus.

Zu b) Zur Deckung des längerfristigen Ausgleichsbedarfs sind zumindest aus ökonomischer Sicht insbesondere Systeme zu bevorzugen, die möglichst kleine Durchspeicherkosten für Ein- und Ausspeicherzeiten in der Größenordnung von >20 Tage aufweisen (entspricht ca. 1-10 Vollzyklen pro Jahr). Sinnvolle Auslegungen lassen sich hier nur mit Systemen

mit flexiblem E/P-Verhältnis erreichen, wobei dieses dann entsprechend der Anwendung zu wählen ist. Da in diesem Falle der Energieteil des Speichersystems sehr groß ausfällt, sind vor allem Technologien zu bevorzugen, die geringe kWh-spezifische Investitionskosten aufweisen. Aus energetischer Sicht sind ferner wegen der langen Lade-, Entlade- und Haltezeit Systeme mit hohen Selbstentladeraten nicht geeignet. Moderate Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade sind hingegen in gewissen Grenzen tolerierbar.

Wie bereits erwähnt, sind grundsätzlich alle anderen Systeme mit flexiblem E/P-Verhältnis besonders geeignet. Mangels Alternativen kommen erzeugernah und kleinskalig nur Redox-Flow-Systeme in Frage. Großskalig eignen sich insbesondere aus ökonomischer Sicht Pumpspeicher und H_2-basierte Speichersysteme. Die letztgenannte Speichertechnologie stellt bei sehr großen Speicherbedarfen im Terawattstundenbereich nach jetzigem Kenntnisstand die einzige Möglichkeit zur Energiespeicherung dar, da für die Pumpspeicher die verfügbaren Potentiale ausgeschöpft wären. Der mäßige Wälzwirkungsgrad der H_2-basierten Speichersysteme wäre unter diesen Bedingungen tolerierbar. Ferner kommt dieser Technologie eine vedeutende Rolle im Kontext der Sektorenkopplung vor allem zur Dekarbonisierung des Mobilitätssektors zu.

4. Ökologische Betrachtungen

Im Unterschied zur technischen und ökonomischen Bewertung der verschiedenen Speichertechnologien wurden, wie eingangs erwähnt, für deren ökologische Bewertung mehrere unterschiedliche Bewertungsmaßstäbe/Methoden zum Einsatz gebracht. Da einerseits in der Literatur bisher noch keine vergleichende Bewertung sämtlicher in Frage kommender Technologien dokumentiert ist und andererseits der für die Speicherbewertung zu verwendende ökologische Bewertungsmaßstab konsistent mit dem Maßstab/der Methode zur Bewertung aller weiteren Elemente des Energiesystems sein muss, konzentriert sich die folgende Darstellung zunächst auf einen Überblick über die in der Literatur verfügbaren Arbeiten. Hierzu wurden insgesamt 12 Quellen, die seit 2010 veröffentlicht wurden, näher ausgewertet. Die getroffene Auswahl deckt dabei alle bisher für die ökologische Bewertung von Speichern herangezogenen Bewertungsmaßstäbe ab und berücksichtigt ferner alle in Frage kommenden Speichertechnologien. Abb. 5 zeigt das Ergebnis dieser Auswertung.

Wie aus der Übersicht ersichtlich ist, gibt es nur einige wenige Studien, die einen übergreifenden Technologievergleich anstellen (Droste Franke et al., 2012; Wuppertal Institut, 2014; Hiremath et al., 2015; Oliveira et al., 2015; Sternberg und Bardow, 2015). Bedauerlicherweise fehlen dabei jeweils zwischen 1-3 Technologien zum kompletten Bild. Die verbleibenden Studien (und auch noch weitere hier nicht dargestellte Arbeiten) fokussieren zumeist auf eine oder zwei Technologien, geben dafür dann aber einen sehr detaillierten Einblick in die einzelnen Teilbeiträge bis hinunter auf die Komponentenebene (z.B. Notter, 2010).

Als Bewertungsmaßstäbe werden in den meisten Studien die Midpoint Wirkkategorien verwendet, die teilweise durch weitere Kenngrößen ergänzt werden (siehe Abb. 5). Ein Großteil der Studien schließt dabei die Betriebsphase in die jeweilige Betrachtung ein, entweder im Rahmen einer vollständigen cradle-to-grave-Betrachtung oder falls keine Daten hinsichtlich der Entsorgung/des Recyclings bekannt waren, mittels einer cradle-to-Gate-Bewertung und einer ergänzenden Betrachtung der Betriebsphase. Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass sich Unterschiede in den Wälzwirkungsgraden der einzelnen Technologien dann je nach unterstelltem Energiemix unterschiedlich stark auswirken.

	Betrachtete Speichertypen							Bewertungs-maßstab/ Kenngrößen				Weitere Kenngrößen							Betracht.-zeitraum			Daten-basis				
Studie	Lithium-Ion-Akkumulator	Bleisäure-Akkumulator	Natrium-Schwefel-Akkumulator	Redox-Flow-Systeme	Pumpspeicher	Druckluftspeicher	H_2-basierte Speicher	CML	ReCiPe (midpont)	ILCD	ReCiPe (endpoint) / Ecoindicator	Ökol.Sys., phy. Umwelt	Ressourcenverbrauch / krit. Rohstoffe	Versorgungssicherheit	Gefahrenstoffe	Speicherkosten	kummulativer Energiebedarf	Global Warming Potential	Cradle to gate	Cradle to grave	+ Betriebsphase	ecoinvent	NEEDS	eig. Daten / and. Paper	Methode	Software-Tool
Notter (2010)	x[1]								x		x		x				x			x		x			LCA	-
Droste Franke (2012)	x	x			x[2]		x[3]	x					x	x	x	x				x		x	x[4]	x[5]	LCA	SimaPro
Wänn (2012)					x	x						x									x			x	-	-
Wuppertal Inst. (2014)	x			x	x	x	x						x		x					x		x		x	MIPS	-
DLR/Wupper. Inst. (2015)	x[1]												x[8]					x		x		x		x	MIPS	-
Hiremath (2015)	x	x	x	x					x								x		x		x	x		x	LCA	SimaPro
Jülch (2015)	x[7]	x[8]														x		x		x		x		x	LCA	-
Koja (2015)	x									x									x		x	x		x[9]	LCA	GaBi
Oliveira (2015)	x	x	x		x	x	x		x		x									x		x[10]	x[11]	x	LCA	SimaPro
Sternberg (2015)	x[1]			x	x	x	x		x											x[12]	x[13]	x			LCA	GaBi
Bouman (2016)						x[14]			x										x	(x)	x	x		x	LCA	-
Troy (2016)	x[1]									x			x						x			x		x	LCA	GaBi

R. Hanke-Rauschenbach | Kurzgutachten Energiespeicher | August 2016

Abb. 5: Übersicht zu den in den einzelnen Studien berücksichtigten Speichertypen und eingesetzten Bewertungsmaßstäben (Fußnoten: [1]mobile Anwendung, [2]alpin und nicht-alpin, [3]nur Elektrolyse, [4]für 2050-Daten, [5]für Ressourcenverbrauch, [6]nur abiotische Rohstoffe berücksichtigt, [7]Lithium-Eisen-Phosphat, [8]Blei und Blei-Gel, [9]Verwendung von Daten der Fa. Younicos; Elektrizitätsmix für Untersuchungszeitraum (2015-2034) geschätzt, [10]für belgischen Energiemix, [11]für Brennstoffzelle und Elektrolyse, [12]nicht spezifiziert und/oder uneinheitlich, z.B. bei stat. Speichern mit Konstruktion, [13]länderspezifisch wegen konkretem Strommix, [14]normal und adiabat).

Abschließend soll exemplarisch die Studie von Oliveira et al. (2015) näher besprochen werden. Diese betrachtet in einer vergleichenden Lebenszyklusanalyse nahezu alle im Rahmen des Kurzgutachtens berücksichtigen Technologien; lediglich die Redox-Flow-Systeme fehlen. Untersucht wird dabei der gesamte Lebenszyklus (cradle-to-grave) unter Berücksichtigung des belgischen Energiemixes aus dem Jahre 2011. Sämtliche Ergebnisse werden jeweils auf die vom Speicher gelieferte Energie, gemessen in kWh, bezogen. Als Bewertungsmaßstab dient ReCiPe 2008 (Goedkoop et al., 2009). Im Ergebnis werden neben ausgewählten Midpoint Wirkkategorien vier aggregierte Wirkkategorien (Fossil depletion, Particulate matter formation, Human toxicity, Climate change) ausgewiesen (siehe Abb. 6).

Aus den Ausführungen der Autoren wird deutlich, dass das Ergebnis der Lebenszyklusanalyse sehr stark durch die Betriebsphase dominiert wird. Durch den niedrigen Wälzwirkungsgrad schneidet das Wasserstoff-basierte Speichersystem deshalb am schlechtesten ab. Näher hinterfragt werden muss jedoch der für das Wasserstoff-basierte Speichersystem ausgewiesene Anteil für die Kategorie „Particulate matter formation“, der ausschließlich während der Betriebsphase anfällt. Ursache hierfür ist, dass in der betreffenden Kategorie auch eine sekundäre Partikelformation durch kondensierende Gase berücksichtigt wird und die Autoren vermutlich nicht berücksichtigt haben, dass der bei der Rückverstromung in einer Brennstoffzelle entstehende Wasserdampf typischerweise innerhalb der Anlage auskondensiert wird.

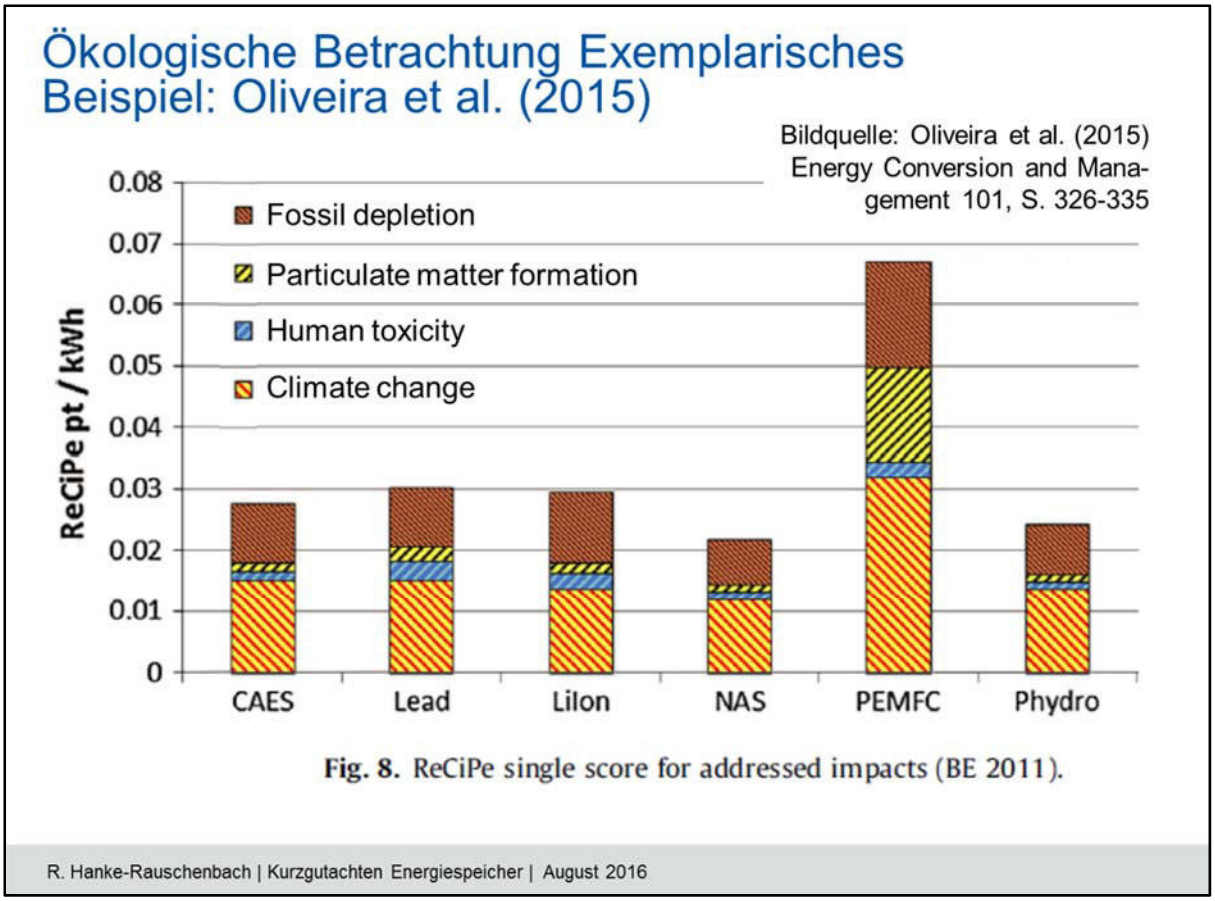


Abb. 6: Ergebnis der vergleichenden Betrachtungen von Oliveira et al. (2015). Die Abkürzungen stehen für CAES= adiabate Druckluftenergiespeicher, Lead=Blei-Säure-Akkumulator, LiIon=Li-Ionen-Akkumulator, NAS=Natrium-Schwefel-Akkumulator, PEMFC=H_2-basiertes Speichersystem, Phydro=Pumpspeicherkraftwerk.

Quellenverzeichnis

Bouman, E.A. et al. (2016). Environmental impacts of balancing offshore wind power with compressed air energy storage (CAES), in: *Energy* 95, S. 91-98.

DLR & Wuppertal Institut (2014). Begleitforschung zu Technologien, Perspektiven und Ökobilanzen der Elektromobilität (STROMbegleitung). Abschlussbericht im Rahmen der Förderung des Themenfeldes „Schlüsseltechnologien für die Elektromobilität (STROM)“ an das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). Stuttgart, Wuppertal, Berlin.

Droste Franke, B. et al. (2012). Kap. 5.7 Assessment of Future Viability of the Technologies' Environmental Issues, Resource Use and System Characteristics, in: *Balancing Renewable Electricity* Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.

Elsner, P. und Sauer, D.U. (2015). Energiespeicher – Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deustche Akademie der Technikwissenschaften, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften.

Fichtner (2014). Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher in Niedersachsen. Fichtner GmbH & Co. KG/Stuttgart.

Fuchs, G. et al. (2012). Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen.

Goedkoop M.J. et al. (2009). ReCiPe 2008 – A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. URL: http://www.lcia-recipe.net/file-cabinet/ReCiPemainreportfinal_27-02-2009_web.pdf?attredirects=0&d=1

Görner, K. et al. (2015). Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen. Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI).

Hartmann, N. et al. (2012). Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

Hiremath, M. et al. (2015). Comparative Life Cycle Assessment of Battery Storage Systems for Stationary Applications, in: *Environ. Sci. Technol.* 49, S. 4825-4833.

Jülch, V. et al. (2015). A holistic comparative analysis of different storage systems using levelized cost of storage and life cycle indicators, in: *Energy Procedia* 73, S. 18-28.

Koja, J.C. et al. (2015). Life Cycle Assessment of primary control provision by battery storage systems and fossil power plants, in: *Energy Procedia* 73, S. 69-78.

Notter, D.A. (2010). Contribution of Li-Ion Batteries to the Environmental Impact of Electric Vehicles, in: *Environ. Sci. Technol.* 44, S. 6550-6556.

Oliveira, L. et al. (2015). Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach, in: *Energy Conversion and Management* 101, S. 326-335.

Pape, C. et al. (2014). Roadmap Speicher – Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von techno-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Endbericht zu BMBF-Vorhaben 0325327.

Sternberg, A. und Bardow, A. (2015). Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems, in: *Energy Environ. Sci.* 8, S. 389-400.

Troy, S. et al. (2016): Life Cycle Assessment and resource analysis of all-solid-state batteries, in: *Applied Energy* 169, S. 757-767.

VDE (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE.

VDE (2012). Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE.

Wänn, A. (2012). Deliverable D.3.1: Environmental performance of existing energy storage installations, in: stoRE-project: Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy.

Wietschel et al. (2010). Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung, Technologienbericht. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.

Wuppertal Institut (2014). KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht 0325324 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050

Thema: Supraleitung und Netzausbau

Autoren: M. Noe, W. Goldacker, B. Holzapfel, D. Kottonau, J. Geisbüsch, Institut für Technische Physik, Karlsruher Institut für Technologie

Version 12.08.2016 (Final)

Inhaltsverzeichnis

1. Stand der Entwicklung 2
1.1 Supraleitende Materialien 2
1.2 Supraleitende Kabel 3
1.3 Anlagentechnik 7
2. Weitere technologische Entwicklungen bis 2050 8
3. Wirkfaktoren 9
4. Zusammenfassung 12
5. Literaturverzeichnis 13

Kontaktdaten des federführenden Autors:

Prof. Dr.-Ing. Mathias Noe
Institut für Technische Physik
Karlsruher Institut für Technologie
Hermann-von-Helmholtz Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
Telefon: +49 721 608 23500
Email: mathias.noe@kit.edu

1. Stand der Entwicklung

1.1 Supraleitende Materialien

Bereits kurz nach der Entdeckung der Hochtemperatur-Supraleitung (HTSL) in 1986 durch Bednorz und Müller [1] konnten Bandleiter auf der Basis von Wismuth-Strontium-Calcium-Kupfer-Oxid Material (BSCCO) mit der Pulver-in-Rohr Methode hergestellt werden [2]. Um die Wechselstromverluste zu minimieren und die Stromtragfähigkeit und Stabilität zu erhöhen sind dort mehrere supraleitende Filamente in einem Leiter erforderlich. Abbildung 1.1 zeigt eine Querschnittskizze durch einen BSCCO Bandleiter. Das den Supraleiter umhüllende Material, die sogenannte Matrix, besteht aus Silber oder einer Silberlegierung. Aktuell gibt es weltweit nur noch zwei Hersteller dieses Leitertyps. Wesentliche Gründe dafür sind der notwendige hohe Silberanteil, der zu vergleichsweise hohen Kosten führt, die relativ geringe mechanische Festigkeit und die starke Magnetfeldabhängigkeit der kritischen Stromdichte.

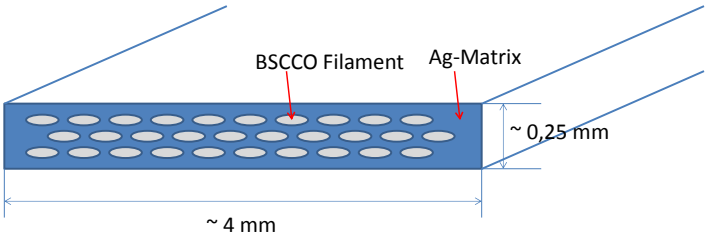


Abb. 1.1: Querschnittskizze eines BSCCO Bandleiters der 1. Generation

Die sogenannten HTSL der 2. Generation auf der Basis von Rare-Earth-Barium-Kupfer-Oxid (REBCO) besitzen, wie Abb. 1.2 zeigt, einen Aufbau des Leiters, der aus mehreren dünnen Schichten besteht.

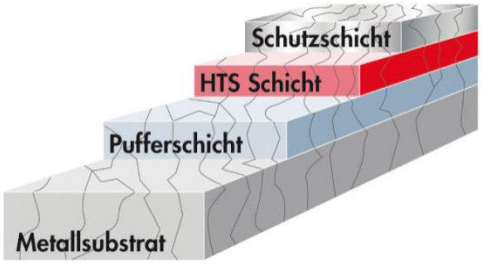


Abb.1.2: Grundlegender Schichtaufbau eines REBCO Bandleiters der 2. Generation

Als Grundlage dient ein Metallsubstrat, das zum Beispiel aus einer Nickellegierung bestehen kann, dessen Dicke je nach Hersteller 30-100 µm beträgt. Darauf kommt eine sehr dünne Pufferschicht, die im Wesentlichen dazu dient die Textur für eine Vermittlung an die Supraleiterkristalle zu bilden. Die Supraleiterschicht besitzt eine Dicke von etwa 1-2 µm und als Schutzschicht dient in der Regel eine Schicht aus 1-2 µm Silber. Als seltene Erde im Supraleiter wird oftmals Yttrium verwendet, aber auch andere seltene Erden wie Gadolinium sind möglich und sogar vorteilhaft. Je nach Hersteller und Anwendung können dann noch weitere Schichten aus Kupfer oder Kupferlegierungen zur Stabilisierung aufgetragen werden.

Die Herstellung der HTSL der 2. Generation ist wesentlich komplexer im Vergleich zur Pulver-in-Rohr-Methode der HTSL der 1. Generation. Deshalb dauerte es auch bis zum Jahr 2005, bis erste kommerzielle Anbieter von HTSL der 2. Generation verfügbar waren. Wie Tabelle 1.1 zeigt gibt es aktuell etwa 10 verschiedene Hersteller von HTSL der 2. Generation mit unterschiedlichen Verfahren und charakteristischen Leistungswerten, wie zum Beispiel die maximale Stromtragfähigkeit, die durch

den kritischen Strom gegeben ist. Die Herstellung erfolgt überwiegend noch im Pilotproduktionsmaßstab, wobei einige Hersteller bereits eine Hochskalierung der Produktion hin zu einer industriellen Serienfertigung anstreben. Deshalb ist zukünftig noch mit einer weiteren Verbesserung der charakteristischen Leistungswerte und des Preis-Leistungsverhältnisses zu rechnen. Aktuell liegen die Preise für HTS Bandleiter der 2. Generation bei etwa 100-200 € pro kA und Längenmeter. Da die Stromtragfähigkeit des Supraleiters stark von der Temperatur und dem Magnetfeld abhängt, werden diese Daten stets auf eine Temperatur von 77 K und das Eigenfeld des Leiters bezogen.

Tabelle 1.1: Übersicht über Hersteller und Daten von Hochtemperatur-Supraleitern [3]

Firma/Land	HTS Typ	Breite (mm)	Stabilisator	Einzelstücklänge ohne Kontakte (m)	Kritischer Strom (A/cm-Breite)[1]
Innost/China	1G	4.2	Ag	500	300
Sumitomo/Japan	1G	4	Ag/Ag alloy	2000	500
AMSC/USA	2G	4.8/12/40	Cu/Brass/SS	200	250
Bruker/Deutschland	2G	4/12/40	Cu	-	180-300
d-nanoDeutschland	2G	4/10/12	Ag/Cu	100	250
Japan	2G	3/4/5/10	Ag/Cu	50-500	550
Japan	2G	2/4	Cu	200	500
STI/USA	2G	3/4/10	Cu/Brass/Ag	100-500	450
SuNAM/Korea	2G	4/12	Cu/Brass	200	500
SuperPower/USA	2G	3/4/6/12	Ag/Cu	100-300	250 - 400
THEVA/Germany	2G	3/4/6/12	Cu	50-100	250
Superox/Russia/Japan	2G	4/12	Ag/Cu	300	300-500

1) Einzelleiter bei 77 K im Eigenfeld für 1G und 2G

Die geschätzte Jahresproduktion von Yttrium liegt aktuell bei etwa 7000 to und die Kosten für Yttriummetall liegen aktuell zwischen 3-8 USD/kg und für Yttriumoxid zwischen 9-10 USD/kg [4]. Wegen der sehr geringen Schichtdicke tragen HTSL Bandleiter auch in einem zukünftigen Massenmarkt (einige 10.000 km Bandleiter pro Jahr) nur wenig zum gesamten, weltweiten Bedarf an seltenen Erden bei. Zukünftig ist somit nicht mit einer Verknappung durch einen erhöhten Bedarf bei Supraleitern auszugehen.

Der Kontakt mit der Haut, mit dem Auge und das Einatmen von BSCCO und REBCO Partikeln sind zu vermeiden, da dies zu Hautreizungen, Augenrötungen und Reizungen der Atemwege führen kann. Als persönliche Schutzausrüstung bei der Herstellung und Verarbeitung der Materialien sind deshalb laut den Warnhinweisen eines Herstellers eine Staubschutzmaske Typ N95(US), eine Sicherheitsbrille und Handschuhe erforderlich. Sollte dennoch Kontakt mit Haut und Auge erfolgen, dann wird das Spülen mit Wasser für einige Minuten empfohlen. Da in einem HTS Bandleiter das Supraleitermaterial umhüllt und versiegelt vorliegt, tritt in der Regel kein direkter Kontakt mit dem Material auf und diese Warn- und Schutzhinweise sind grundsätzlich bei der Verarbeitung der HTS Bandleiter nicht weiter zu berücksichtigen.

Nach § 62 Absatz 4 Nummer 1 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) ist REBCO als schwach wassergefährdend in die Wassergefährdungsklasse 1 eingeteilt.

1.2 Supraleitende Kabel

Grundsätzlich wird zwischen supraleitenden Kabeln mit kaltem und warmem Dielektrikum unterschieden, wobei die Ausführung mit warmem Dielektrikum derzeit keine praktische Bedeutung mehr besitzt und daher weltweit nur noch supraleitende Kabel mit kaltem Dielektrikum entwickelt

werden. Der grundlegenden Ausführungsformen für supraleitende Kabel mit kaltem Dielektrikum sind in Abb. 1.3 dargestellt.

Beispielhaft sei für das einphasige Kabel im koaxialen Design der Aufbau näher erläutert. Der Former besteht aus einem Kupferseil, auf das der Supraleiter in mehreren Lagen aufgewickelt ist. Der Supraleiter wird durch den Kupferkern mechanisch und elektrisch stabilisiert. Auf den Kern folgt das Dielektrikum zur elektrischen Isolation. Als Dielektrikum wird mit Polypropylen laminiertes Papier (PPLP, Polypropylene laminated paper) verwendet. Das PPLP wird in mehreren Lagen auf den Supraleiter gewickelt. Es befindet sich zwischen zwei leitfähigen Schichten zur Homogenisierung der Feldverteilung an der Oberfläche und Reduzierung der Oberflächenrauheit. Teilentladungen können so reduziert werden. Auf dem Dielektrikum ist der Schutzschirm aufgebracht, der ebenfalls aus einem Supraleiter besteht und wie oben beschrieben als Rückleiter verwendet wird. Durch den Strom im Schirm wird außerhalb des Kabels das Magnetfeld des Innenleiters vollständig kompensiert. Dadurch treten zwischen den Phasen keine mechanischen Kräfte auf. Zur Stabilisierung des supraleitenden Schirms wird zusätzlich ein Kupferschirm aufgebracht, der dabei wesentlich dünner ist als bei konventioneller Ausführung. Die thermische Isolierung (Kryostat) besteht aus zwei Wellrohren zwischen denen sich eine Superisolation (spezieller Folienwickel) befindet. Im Zwischenraum mit der Superisolation wird ein Vakuum erzeugt. Der Kern mit dem Supraleiter, das Dielektrikum und der supraleitende Schirm befinden sich im inneren Wellrohr. Durch das innere Wellrohr wird auch der zur Kühlung erforderliche flüssige Stickstoff geleitet. Der Kabelmantel besteht wie bei konventionellen Kabeln, aus einem Korrosionsschutz und einer äußeren Schutzhülle aus PVC.

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

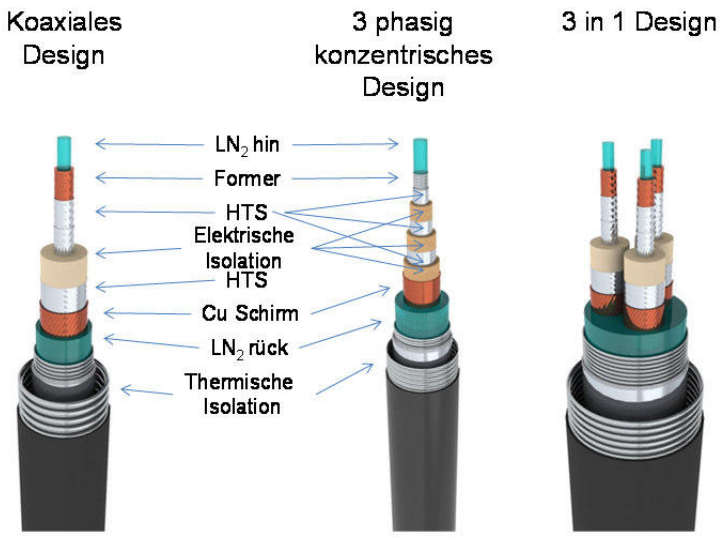


Abb. 1.3: Ausführungsformen von supraleitenden Kabeln mit kaltem Dielektrikum [Bilder Nexans]

Ein wesentlicher Vorteil von supraleitenden Kabeln gegenüber konventionellen Hochspannungskabeln ist die höhere Stromdichte. Dadurch kann die gleiche Leistung auf einer

geringeren Spannungsebene übertragen werden, wodurch grundsätzlich Transformatoren und Schalter eingespart werden können. Des Weiteren kann dadurch bei gleichem Querschnitt eine wesentlich höhere Leistung, bzw. die gleiche Leistung bei einem wesentlich geringeren Querschnitt übertragen werden. Ein wesentlicher Vorteil für die Umwelteinwirkungen besteht darin, dass beim supraleitenden Kabel die Trassenbreite deutlich geringer ist, da keine elektromagnetischen Streufelder sowie keine Bodenerwärmung auftreten.

Die Systemvorteile durch die Nutzung supraleitender Kabel ergeben sich zusammengefasst wie folgt:

Legung
- Geringerer Flächen- und Trassenbedarf (Innenstädte, Teilerdverkabelung)
- Geringerer Aufwand bei der Kabellegung

Umwelt und Marketing
- Keine elektromagnetischen Streufelder und Bodenerwärmung
- Hohe Energie- und Ressourceneffizienz

Betrieb
- Höhere Übertragungsleistung
  - bei niedrigerer Spannungsebene (Substitution von Hochspannung)
  - bei gleichem Außendurchmesser (Wegerecht bei Retrofit)
- Niedrigere Impedanz
  - Niedrigere Spannungsüberhöhung im Leerlauf
  - Niedrigerer Spannungsfall
- Betrieb mit natürlicher Leistung möglich

In Abb. 1.4 ist das Trassenprofil eines supraleitenden 380 kV Kabels gezeigt für 2 und 4 Systeme mit je einer Leistung von 6.600 MVA [5]. Es ergibt sich in beiden Fällen eine gesamte Trassenbreite b_{KG} von etwa 7 m bei einem angenommen Schutzstreifen a_{ss} von 2 m. Der gesamte Bodenaushub von etwa 3000-4500 m³/km bei einer angenommenen Legetiefe von 1,7 m ist damit ein Vielfaches geringer als bei konventionellen Erdkabeln. Es ist zu bevorzugen, dass die einzelnen supraleitenden Kabel in eine Pipeline oder ein Schutzrohr eingezogen werden. Dann können die einzelnen Streckenabschnitte analog zum Pipelinebau in relativ kurzen Abschnitten von einigen 100 m Länge errichtet werden. Damit wird der Eingriff in die Natur während der Bauphase deutlich reduziert.

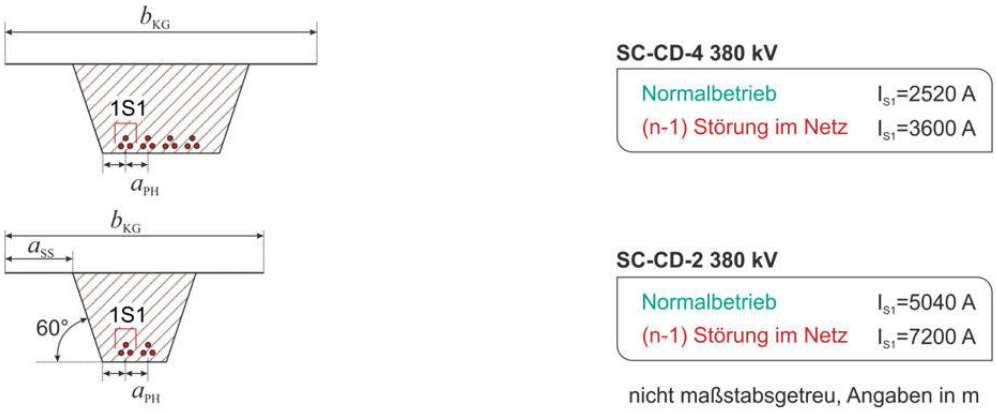


Abb. 1.4: Beispiel für die Trassenbreite von 380 kV HTS Kabeln [5]

Die Kabellänge nach der eine Kompensation der Blindleistung erforderlich ist, ist bei supraleitenden Kabeln wegen des geringeren Wellenwiderstandes deutlich länger als bei konventionellen Kabeln. Allerdings benötigen supraleitende Kabel eine permanente Kühlung und eine Zwischenkühlung nach

einigen wenigen Kilometern. Diese Zwischenkühlstation ist erforderlich, um den Temperaturanstieg und den Druckabfall entlang des Kabels zu kompensieren. Die Zwischenkühlstation benötigt einen zugangsbeschränkten Raum etwa in der Größe einer Doppelgarage, die dazu erforderliche Anlagentechnik ist im nächsten Kapitel beschrieben.

In Tabelle 1.2 ist ein Überblick über wichtige AC Kabelprojekte dargestellt. Es fällt auf, dass die meisten Kabelprojekte mit BSCCO Bandleitern realisiert wurden. Aufgrund der sehr schnellen Entwicklung der YBCO Bandleiter in den letzten Jahren, die schon heute höhere kritische Ströme erzielen als BSCCO Bandleiter, und voraussichtlich in naher Zukunft wesentlich kostengünstiger hergestellt werden können, ist zu erwarten, dass bei supraleitenden Kabeln BSCCO Bandleiter bald von YBCO Bandleitern abgelöst werden.

Tabelle 1.2: Aktuelle und in der Vergangenheit seit 2004 durchgeführte HTS-Kabelprojekte (nur AC, 3-phasig, ab 100 m Länge)

Hersteller	**Ort, Land, Jahr**	**Daten**	**HTS**
LS Cable	Seoul, Korea, 2017	22.9 kV, 1000 m	YBCO
Nexans	Essen, Deutschland, 2014	10 kV, 2.4 kA, 1000 m	BSCCO
Sumitomo	Yokohama, Japan, 2013	66 kV, 1.8 kA, 240 m	BSCCO
LS Cable	Icheon, Korea, 2011	22.9 kV, 3.0 kA, 100 m	BSCCO
LS Cable	Icheon, Korea, 2009	22.9 kV, 1.3 kA, 500 m	BSCCO
Nexans	Long Island, US, 2008	138 kV, 2.4 kA, 600 m	BSCCO/YBCO
LS Cable	Gochang, Korea, 2007	22.9 kV, 1.26 kA, 100 m	BSCCO
Sumitomo	Albany, US, 2006	34.5 kV, 800 A, 350 m	BSCCO
Ultera	Columbus, US, 2006	13.2 kV, 3 kA, 200 m	BSCCO
Sumitomo	Gochang, Korea, 2006	22.9 kV, 1.25 kA, 100 m	BSCCO
Furukawa	Yokosuka, Japan, 2004	77 kV, 1 kA, 500 m	BSCCO

Der Trend geht zu vermehrten Feldtests unter realen Netzbedingungen wie kürzlich am Beispiel eines 40 MVA, 1 km langen supraleitenden Kabels, das in Essen zu Beginn 2014 erfolgreich in Betrieb genommen wurde [6]. Dies ist nun möglich, da in der Vergangenheit Kabel mit hohen Strömen (bis zu 5 kA), hohen Spannungen (bis zu 275 kV) und Längenabschnitten (einige 100 m Stücklänge) vergleichbar zu konventionellen Leistungskabeln erfolgreich entwickelt wurden.

Bisher wurden einige Projekte mit HTS DC Leitungen realisiert wie Tabelle 1.3 zeigt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um flexible Kabel, die analog zu AC Kabeln aufgebaut sind. Hier geht die Entwicklung zu hohen Stromstärken für Industrieanwendungen bei niedrigen Spannungen oder ersten HVDC Anwendungen mit geringeren Stromstärken.

Tabelle 1.3: Übersicht über bisher ausgeführte und in Entwicklung befindliche DC Leitungen

Ort, Land, Jahr	**Anwendung**	**Daten**	**HTS**
Ludwigshafen, D, 2017	Chlorelektrolyse	20 kA, 1 kV, 25 m	YBCO
St. Petersburg, Ru, 2016	Substation Verbindung	2,5 kA, 20 kV, 2,5 km	BSCCO
Ishikari, Japan, 2016	Testanordnung	2,5 kA, 20 kV, 1 km	BSCCO
Ishikari, Japan, 2015	Verbindung PV Datencenter	5 kA, 20 kV, 500 m	BSCCO
Jeju Island, Korea, 2015	Substation Verbindung	3,25 kA, 80 kV, 500 m	YBCO
CERN, Schweiz, 2014	Testanordnung	20 kA, 20 m	MgB_2
Kunitachi, Japan, 2013	Verbindung von Bahnumrichtern	6 kA, 1,5 kV, 30 m	BSCCO
Gongyi, China, 2012	Aluminiumwerk	10 kA, 1,3 kV, 360 m	BSCCO
Chubu, Japan, 2010	Testanordnung	2 kA, 10 kV, 200 m	BSCCO
Chubu, Japan, 2006	Testanordnung	2,2 kA, 20 kV, 20 m	BSCCO

Weitere Projekte für AC HTS Kabel, die einen dauerhaften Betrieb des HTS Kabels beabsichtigen, sind aktuell in den Niederlanden, den USA und Korea in der Planung. Damit stehen supraleitende AC Kabel an der Schwelle zur Kommerzialisierung und haben in der Mittelspannung den Technology Readiness Level 8 erreicht. In der Hochspannung bei 380 kV existiert noch keine Betriebserfahrung. Grundsätzlich ist eine Weiterentwicklung des Kabels und der Garnituren für höhere Spannungen möglich und die Anlagentechnik für HTS Kabel ist unabhängig von der Spannungshöhe.

1.3 Anlagentechnik

Ein supraleitendes Kabel benötigt eine Kühlung mit flüssigem Stickstoff. Dazu ist generell ein offener oder geschlossener Kältekreislauf möglich wie Abb. 1.5 zeigt. Ein offener Kreislauf benötigt ein regelmäßiges Nachfüllen des Vorratsbehälters und ist nur dann zu bevorzugen, wenn der Zugang und die Versorgung mit flüssig Stickstoff einfach zu gewährleisten ist. Welcher Kältekreislauf wirtschaftlicher ist kann nicht pauschal beantwortet werden und hängt von vielen Faktoren ab wie zum Beispiel den Verlusten, dem Lastprofil, den Kosten für Elektroenergie und flüssig Stickstoff und dem Betrachtungszeitraum. Für 380 kV Kabel ist jedoch davon auszugehen, dass ein geschlossener Kreislauf zu bevorzugen ist, da bei einem offenen Kreislauf bereits bei wenigen km Gesamtlänge ein mehrmaliges Nachfüllen des Vorratsbehälters in der Woche erforderlich wäre. Bei einem geschlossenen Kreislauf sind Komponenten mit langen Serviceintervallen von mehreren Jahren zu bevorzugen.

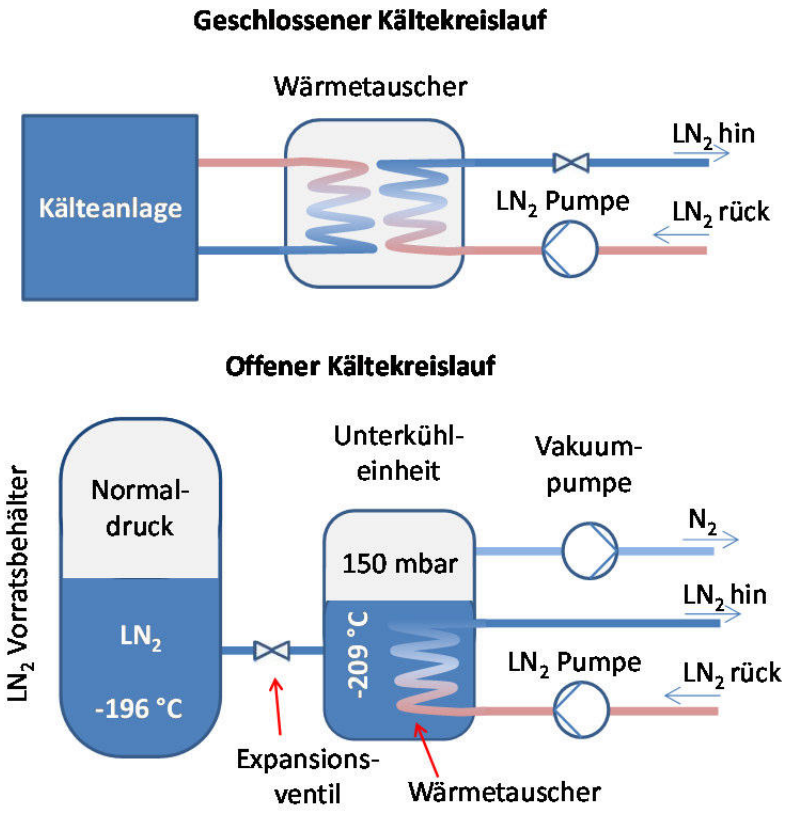


Abb. 1.5: Prinzipschemata der Konfiguration und Anlagentechnik zur Kühlung supraleitender Kabel

Als Kälteanlage kommen, wie Tabelle 1.4 zeigt, verschiedene Technologien in Frage, die sich im Wesentlichen im Funktionsprinzip, der Leistungsklasse und im Wirkungsgrad unterscheiden. Da die Kälteleistung bei HTS Kabeln einige kW bis einige 10 kW betragen kann, sind Stirling Kühler und Turbo Brayton Kühler wegen des hohen Wirkungsgrades und der hohen Kälteleistung zu bevorzugen.

Tabelle 1.4: Übersicht über Kennwerte von Kälteanlagen ([7] und eigene Recherchen)

Typ	MTBM [Stunden]	Eingangsleistung [kW]	Kälteleistung [W]	COP_{real} [W/W]	% von Carnot
Turbo Brayton	26000	125	10 kW @ 70 K	12,5	12,5
Stirling	6000	40	4000 W @ 80K	10,0	28
Stirling	6000	60	2800 W @ 65K	21,4	17,1
Stirling	6000	40	320 W @20K	125	11.3
Linear Stirling	7500	14	1000 W @ 77K	14,0	21
Stirling PT	None	22	1000 W @ 77K	22	13,3
GM	10000	13	600 W @ 80K	21,7	12,9
GM	10000	11,2	230 W @ 50K 100 W@ 25 K	48,7 112	10,4 9,9
GM	10000	8.0	40 W @20K	200	7,1
Pulse tube	15000-20000	5,5	48 W @ 50K	114,6	4,4

Bei Stickstoff handelt sich um ein farb-, geruch- und geschmackloses Gas, das bei tiefen Temperaturen (-196 °C) zu einer farblosen Flüssigkeit (LN2) kondensiert. Stickstoff ist nicht brennbar und bildet mit 78 Prozent den Hauptbestandteil der Luft. Die wesentlichen Eigenschaften von Stickstoff sind in Tabelle 1.5 zusammengefasst. Stickstoff ist grundsätzlich überall verfügbar wo eine elektrische Versorgung vorhanden ist, da es aus der Luft verflüssigt werden kann. Hergestellt wird Stickstoff in großen Luftzerlegungsanlagen und die Kosten bestimmen sich im Wesentlichen durch den Transport und die Liefermengen.

Tabelle 1.5: Eigenschaften von Stickstoff

Parameter	Wert
Dichte	1,250 kg/m^3 bei 273,15 K
Schmelzpunkt	63,05 K (-210,1°C)
Siedepunkt	77,36 K (-195,79°C)
Molares Volumen	$13{,}54 \cdot 10^{-6}$ m^3/mol
Verdampfungswärme	2,79 kJ/mol
Schmelzwärme	0,36 kJ/mol
Spezifische Wärmekapazität	1040 J/(kg · K) bei 298 K
Wärmeleitfähigkeit	0,02583 W/(m · K)

2. Weitere technologische Entwicklungen bis 2050

Bis 2050 sind in den folgenden Bereichen technologische Entwicklungen möglich, die direkt die Technologie supraleitender Kabel beeinflussen.

Die HTS Bandleiter der 2. Generation befinden sich aktuell in einem Pilotproduktionsmaßstab. Bis 2050 ist eine industrielle Massenfertigung möglich, die das Preis-Leistungsverhältnis der HTS Bandleiter deutlich unter das von konventionellen Leitern sinken lassen kann. Da der HTS Leiterpreis ein großer Anteil an den Gesamtkosten ausmacht, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu konventionellen Kabeln.

Die gesamten Verluste des supraleitenden Kabels lassen sich signifikant reduzieren, wenn es gelingt:

- bessere thermische Isolation zu entwickeln. Hier sind der Faktor 2 und mehr erzielbar.

- die AC Verluste des Leiters weiter zu reduzieren. Das kann durch mehrere Maßnahmen wie zum Beispiel bessere Pinning Eigenschaften oder Filamentisierung erreicht werden.
- statt PPLP neue Hochspannungsisolationsmaterialien mit geringerem Verlustfaktor einzusetzen.

Durch geringere Verluste würden wesentlich längere Abschnitte ohne Zwischenkühlung ermöglicht. Es wären dann Abschnitte von einigen 10 km vorstellbar, die dann im Wesentlichen durch den Druckabfall im Kabel bestimmt wären.

Eine weitere Möglichkeit längere Abschnitte ohne Zwischenkühlung zu erreichen wäre die Verwendung von Zweiphasengemischen, die eine niedrigere Kühltemperatur besitzen würden als flüssiger Stickstoff. Hier sind erste Entwicklungen begonnen und bis 2050 sind neue, vielversprechende Kältegemische vorstellbar.

Ein wesentlicher Faktor für die Akzeptanz beim Nutzer ist eine erhöhte Wartungsfreiheit, die durch die Anlagentechnik bestimmt wird. Hier sind wartungsfreie flüssig Stickstoff Pumpen und verbesserte Kälteanlagen möglich. Kälteanlagen erlauben schon einen wartungsfreien Betrieb von mehreren Jahren.

Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl externer Einflussfaktoren, die die weitere Entwicklung neuer Technologien bis 2050 signifikant beeinflussen können.

3. Wirkfaktoren

Die Wirkfaktoren supraleitender 380 kV Kabel sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Dabei wurde zur Orientierung die Beurteilung der Wirkfaktoren von konventionellen Freileitungen zu Grunde gelegt.

Tabelle 3.1: Wirkfaktoren beim Bau und Betrieb von supraleitenden Kabelsystemen in Anlehnung an http://ffh-vp-info.de/FFHVP/Projekt.jsp?m=1,0,9,1

Wirkfaktoren	Relevanz	Erläuterungen
1 Direkter Flächenentzug		
1.1 Überbauung / Versiegelung	2	Bei der Errichtung von supraleitenden Energiekabeln kommt es regelmäßig zur Überbauung / Versiegelung von Fläche. Durch den Bau von supraleitenden Energiekabeln kann es an den Muffen zu einer Versiegelung kommen. Weiterhin kommt es zur Versiegelung und Überbauung an den Kälteanlagen. Weitere Überbauung / Versiegelung kann aufgrund von evtl. Zuwegungen notwendig sein. Während der Bauphase kann es zu weiterer (temporärer) Überbauung z.B. bei Muffengruben kommen.
2 Veränderung der Habitatstruktur / Nutzung		
2-1 Direkte Veränderung von Vegetations- / Biotopstrukturen	2	Bei der Errichtung von supraleitenden Energiekabeln kommt es regelmäßig zu Veränderungen der Vegetations- und Biotopstruktur. Durch den Bau von supraleitenden Energiekabeln wird die Vegetation im Bereich der Trassenbreite verändert bzw. zerstört. Des Weiteren findet in den Bereichen der Kälteanlage z. B. keine landwirtschaftliche Nutzung mehr statt. Bei der Errichtung von Trassen in Waldgebieten ist eine einem Waldnutzweg entsprechende Schneise notwendig, auf der lediglich niederwüchsige Pflanzen vorkommen dürfen. Hier

		finden daher in der Regel starke Veränderungen der Vegetations- bzw. Biotopstrukturen statt.
2-2 Verlust / Änderung charakteristischer Dynamik	2	Bei der Errichtung von supraleitenden Energiekabeln kann es zu Verlust oder Veränderungen der charakteristischen Dynamik kommen. Durch die Errichtung von supraleitenden Energiekabeln kommt es im Bereich der Kälteanlagen sowie in Waldbereichen auch im Bereich der Trasse zu einer Nutzungsänderung (vgl. auch Wirkfaktor 2-1). Damit kann sich auch die bisherige Standortdynamik verändern.
2-3 Intensivierung der land-, forst- oder fischerei-wirtschaftlichen Nutzung	0	Bei der Errichtung von supraleitenden Energiekabeln kommt es in der Regel nicht zu einer Intensivierung der land- oder forstwirtschaftlichen Nutzung.
2-4 Kurzzeitige Aufgabe habitat-prägender Nutzung / Pflege	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
2-5 (Länger) andauernde Aufgabe habitatprägender Nutzung / Pflege	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
3 Veränderung abiotischer Standortfaktoren		
3-1 Veränderung des Bodens bzw. Untergrundes	2	Bei der Errichtung von supraleitenden Energiekabeln kommt es in der Regel durch verschiedene Vorhabensbestandteile zu Veränderungen von Bodenverhältnissen im Sinne physikalischer Veränderungen durch Auf- oder Abtrag. Während der Bauphase kann es zudem aufgrund der Baufahrzeuge zu Bodenverdichtungen und damit einhergehenden Bodenmorphologieänderungen kommen. Durch nachträgliches Auflockern des Bodens wird die Verdichtung zwar vermindert, allerdings ist die Bodenmorphologie in ihrem natürlichen Zustand dennoch geschädigt.
3-2 Veränderung der morphologischen Verhältnisse	2	Bis zur Legetiefe werden die Bodenschichten abgetragen und neben der Trasse kurzzeitig gelagert. Dies führt sehr lokal begrenzt zur Veränderung der morphologischen Verhältnisse.
3-3 Veränderung der hydrologischen / hydrodynamischen Verhältnisse	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
3-4 Veränderung der hydrochemischen Verhältnisse (Beschaffenheit)	2	Zu dem Rohr in das das Kabel eingezogen wird, kann noch Bettungsmaterial wie z.B. Kies und Sand eingefügt werden.
3-5 Veränderung der Temperaturverhältnisse	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
3-6 Veränderung anderer standort-, vor allem klimarelevanter Faktoren	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
4 Barriere- oder Fallenwirkung / Individuenverlust		
4-1 Baubedingte Barriere- oder Fallenwirkung / Mortalität	2	Während des Baus von supraleitenden Energiekabeln kann es durch die Baugruben für die Muffen zu einer Fallenwirkung für bodengebunde Arten (z. B. Amphibien, Kleinsäuger etc.) kommen. Individuenverluste können regelmäßig auch im Rahmen der Trassierung und Baufeldfreimachung bzw. -räumung (Vegetationsbeseitigung, Baumfällungen etc.) oder durch

		Baustellen- und Baustraßenverkehr auftreten. Ebenso sind im Rahmen der Bauabwicklung Fallenwirkungen für Insekten durch nächtliche Beleuchtungen möglich.
4-2 Anlagebedingte Barriere- oder Fallenwirkung / Mortalität	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
4-3 Betriebsbedingte Barriere- oder Fallenwirkung / Mortalität	1	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand im normalen Betrieb des Kabels nicht vor. Bei einem Austritt von LN2 in den Boden oder einem starken Leck treten lokale Vereisungen des Bodens auf und die Mortalität erhöht sich lokal begrenzt.
5 Nichtstoffliche Einwirkungen		
5-1 Akustische Reize (Schall)	2	Bei der Errichtung von supraleitenden Energiekabeln kommt es in der Bauphase aufgrund der Bautätigkeit, sowie in der Betriebsphase durch Wartungsarbeiten zu akustischen Reizen. Ebenso treten geringe akustische Reize in der Betriebsphase im Bereich der eingehausten Kälteanlage auf.
5-2 Optische Reizauslöser / Bewegung (ohne Licht)	1	Bei der Errichtung supraleitenden Erdkabeln kommt es in der Bauphase aufgrund der Bautätigkeit sowie in der Betriebsphase durch Wartungsarbeiten zu optischen Reizen.
5-3 Licht	1	Im Zuge des Bauprozesses, können künstliche Beleuchtungseinrichtungen eingesetzt werden, die zu Lichtemissionen führen.
5-4 Erschütterungen / Vibrationen	1	Während der Bauphase von supraleitenden Erdkabeln kann es im Bereich der Trasse und der Kälteanlage durch Baufahrzeuge zu Erschütterungen kommen.
5-5 Mechanische Einwirkung (Wellenschlag, Tritt)	1	Während der Bauphase kann es durch Baufahrzeuge und Personen zu mechanischen Einwirkungen in Form von Trittbelastungen kommen. Ebenso sind in der Betriebsphase mechanische Einwirkungen aufgrund von Revisionsarbeiten möglich.
6 Stoffliche Einwirkungen		
6-1 Stickstoff- u. Phosphatverbindungen / Nährstoffeintrag	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
6-2 Organische Verbindungen	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
6-3 Schwermetalle	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
6-4 Sonstige durch Verbrennungs- u. Produktionsprozesse entstehende Schadstoffe	1	In gewissem Umfang treten Schadstoffemissionen durch den Baustellenverkehr auf. Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
6-5 Salz	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
6-6 Depositionen mit strukturellen Auswirkungen (Staub / Schwebst. u. Sedimente)	1	Je nach Bodenart, Witterung und Art des Bodenaushubs kann es während der Bauphase von supraleitenden Erdkabeln zu Bildung von Stäuben und/oder Einträgen in Gewässer kommen. Letzteres sollte durch entsprechende Vermeidungsmaßnahmen verhindert werden. Hinweise auf ein

		Relevanz dieses Wirkfaktors liegen jedoch nicht vor.
6-7 Olfaktorische Reize (Duftstoffe, auch: Anlockung)	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
6-8 Endokrin wirkende Stoffe	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
6-9 Sonstige Stoffe	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
7 Strahlung		
7-1 Nichtionisierende Strahlung / Elektromagnetische Felder	1	Bei koaxialem Aufbau treten keine elektromagnetischen Felder außerhalb der Kabelhülle auf.
7-2 Ionisierende / Radioaktive Strahlung	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
8 Gezielte Beeinflussung von Arten und Organismen		
8-1 Management gebietsheimischer Arten	1	Bei der Errichtung von Trassen in Waldgebieten ist eine Schneise notwendig, auf der lediglich niederwüchsige Pflanzen vorkommen dürfen. Dies bedarf eines regelmäßigen Managements.
8-2 Förderung / Ausbreitung gebietsfremder Arten	1	Da die Schneise nicht so breit ist sollten keine gebietsfremden Arten eindringen.
8-3 Bekämpfung von Organismen (Pestizide u.a.)	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
8-4 Freisetzung gentechnisch neuer bzw. veränderter Organismen	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.
9 Sonstiges		
9-1 Sonstiges	0	Hinweise auf eine Relevanz dieses Wirkfaktors liegen nach dem derzeitigen Bearbeitungsstand nicht vor.

0 (i. d. R.) nicht relevant
1 gegebenenfalls relevant
2 regelmäßig relevant

4. Zusammenfassung

Supraleitende Kabel stehen nach mehreren erfolgreichen Feldtests für die Mittel- und Hochspannung an der Schwelle zur Kommerzialisierung. Einige Hersteller von Energiekabeln in Japan, USA, Europa und Korea bieten supraleitende Kabel in diesen Spannungsebenen an. Für die Höchstspannung von 380 kV sind supraleitende Kabel bisher nicht kommerziell verfügbar. Grundsätzlich ist eine Weiterentwicklung hin zu 380 kV in wenigen Jahren möglich.

Wesentliche Vorteile von supraleitenden Kabeln 380 kV gegenüber konventionellen Kabeln in Bezug auf Umweltaspekte sind:

- Eine etwa 5-10-fach geringere Trassenbreite
- Keine elektromagnetische Außenwirkung
- Keine Bodenerwärmung

Dem gegenüber steht der Aufwand zur Kühlung der Kabel. Aktuell sind die Einzellängen ohne Zwischenkühlung auf einige wenige km begrenzt, so dass ein erster vielversprechender Einsatz supraleitender Kabel bei der Teilerdverkabelung von 380 kV Freileitungen erfolgen könnte.

5. Literaturverzeichnis

[1] Bednorz, J. G.; Müller, K. A., Possible high Tc superconductivity in the Ba-La-Cu-O system, Zeitschrift für Physik B 64 (2): 189–193. 1986, .64, doi:10.1007/BF01303701

[2] Sato, K.; Shibuta, N.; Mukai, H.; Hikata, T.; Ueyama, M.; Kato, T.; Development of silver-sheathed bismuth superconducting wires and their application, J. Appl. Phys. 70, 6484, 1991; doi.org/10.1063/1.349909

[3] CIGRE Technical Brochure Nr. 644 –Common Characteristics and emerging test techniques for HTS Power Equipment, D1, 2015

[4] Webseite Institut für seltene Erden, Aktuelle und historische Marktpreise der Seltenen Erden und strategischer Metalle, Publiziert am 13. Mai 2016, http://institut-seltene-erden.org/aktuelle-und-historische-marktpreise-der-gangigsten-seltenen-erden/

[5] Kottonau, D.; Noe, M., Untersuchung der Trassenbreite und der Verluste für eine supraleitende Zwischenverkabelung von 380 kV Übertragungssystemen, 22.03.2016, Interner KIT/ITEP Bericht

[6] Stemmle, M.; Merschel, F.; Noe, M.; Hobl, A., AmpaCity—Advanced superconducting medium voltage system for urban area power supply, IEEE PES T&D Conference and Exposition, 14-17 April 2014, Chicago, IL, USA, doi: 10.1109/TDC.2014.6863566

[7] Radebaugh, R.; Cryocoolers: the state of the art and recent developments, J. Phys.: Condens. Matter 21, 164219, 2009

Entwicklung der Geothermie bis zum Jahr 2050 hinsichtlich erwarteter Energieeffizienz, Kombination mit anderen Techniken und Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen

Stichworte: Tiefe Geothermie, Deutschland, Umweltschutz, Energieeffizienz, Kombination

Prof. Dr.-Ing. Joachim F. Oppelt, Technische Universität Clausthal
Prof. Dr.-Ing. Kurt M. Reinicke, Technische Universität Clausthal

1. Einführung

Geothermische Energie steht grundsätzlich überall in der Welt als umweltfreundliche Quelle im geologischen Untergrund zur Verfügung. Erdwärme wird zu den „erneuerbaren" Energien gezählt, weil die Zufuhr aus dem tiefen Erdinneren praktisch unbegrenzt ist. Im Gegensatz zu Solar- und Windenergie ist Geothermie nicht von Wetterbedingungen und Tageszeiten abhängig. Man unterscheidet sogenannte Hochenthalpie-Lagerstätten und Niedrigenthalpie-Lagerstätten. Erstere finden sich in Gegenden mit vulkanischen Aktivitäten. Heißdampf wird dort in relativ geringer Tiefe angetroffen und kann über einen Turbinenprozess direkt zur Stromerzeugung genutzt werden. In Deutschland gibt es nur Lagerstätten mit Niedrigenthalpie-Geothermie. Aus diesen wird heißes Wasser durch Pumpen zutage gefördert, das entweder direkt für Heizungszwecke oder indirekt über binäre Verfahren zur Stromerzeugung genutzt wird. Aufgrund der bei dieser Art der Stromerzeugung auftretenden Umwandlungsverluste sollte die Wärmenutzung der Niedrigenthalpie-Geothermie im Vordergrund stehen. Mehr als 50% des Endenergieverbrauchs in Niedersachsen werden für den stationären Wärmesektor benötigt [1]. Im Rahmen dieser Ausarbeitung wird nur die sogenannte „tiefe Geothermie" behandelt, die den Teufenbereich von 400 m (nach manchen Quellen auch 1.000 m) und tiefer abdeckt. Flache Geothermie wird ausschließlich zur Beheizung privater und öffentlicher Gebäude verwendet. Geothermische Tiefenenergie kann aus Aquiferen (hydrothermal) oder aus Kompaktgestein (petrothermal) gewonnen werden. Petrothermale Lagerstätten weisen ein erheblich größeres Energiepotential auf, erfordern aber einen höheren Aufwand bei der Gewinnung und sind derzeit noch wenig erschlossen.

Angesichts des insgesamt großen Potentials der Geothermie erfolgt global und insbesondere in Deutschland eine vergleichsweise geringe Nutzung dieser Energiequelle. Hierfür gibt es eine Reihe von Ursachen, wie ein vergleichsweise großes Fündigkeitsrisiko, hohe Investitionskosten und teilweise eine mangelnde Akzeptanz in der Öffentlichkeit, die durch unzureichende Aufklärungsarbeit der handelnden Protagonisten bedingt ist. Insgesamt ist festzustellen, dass der mögliche Beitrag der Geothermie zu einer umweltfreundlichen Energieversorgung deutlich unterschätzt wird.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird untersucht, ob und wie eine effiziente und umweltgerechte Nutzung der tiefen Geothermie in Deutschland, und insbesondere in Niedersachsen, mit Perspektive auf das Jahr 2050 in größerem Umfang möglich ist. Dazu erfolgt zunächst eine technische Beschreibung der geothermischen Systeme. Daran schließt sich eine Abschätzung des in Deutschland verfügbaren Gesamt-Potentials an, bevor die aktuelle Nutzung beschrieben wird. Das realistische Nutzungspotential bis 2050 und der Umwelteinfluss stellen dann die zentralen Themen dar. Das abschließende Kapitel enthält eine Zusammenfassung sowie Empfehlungen zur weiteren Herangehensweise an die tiefe Geothermie, nicht zuletzt auch in der Kombination mit anderen nachhaltigen Energieformen.

2. Beschreibung der Systeme

Im Folgenden werden die offenen Systeme hydrothermale und petrothermale Erdwärmegewinnung und Wärmespeichersysteme beschrieben. Eine umfassende Stärken-Schwächen-Analyse geothermischer Gewinnungssysteme zur Stromerzeugung findet sich in Clauser [2].

Offene Systeme bestehen in der Regel aus zwei oder mehr Bohrungen, die in den Nutzhorizont geführt und dort geöffnet werden. Der Abstand der Bohrungen im Nutzhorizont beträgt bis zu 3 km. Der Erdwärmeentzug erfolgt durch Zirkulation von Wasser durch den Nutzhorizont. Das Wasser wird in einer Förderbohrung zu Tage gefördert und nach Entzug der Wärme dem Horizont über eine Injektionsbohrung wieder zugeführt. Bei bis zur Sättigungsgrenze mineralisierten Wässern, wie meist in Norddeutschland gegeben, führen die im Rahmen der Zirkulation stattfinden Temperatur- und Druckänderungen zur Destabilisierung des chemischen Gleichgewichtes, mit der Folge von Ablagerungen untertage und übertage [3] [4], die jedoch beherrschbar sind [5] [6] [7].
Im Falle von hydrothermaler Erdwärmenutzung ist der Nutzhorizont ein wasserführender Aquifer, der durchströmt wird und dazu über ausreichende Porositäten und Durchlässigkeiten verfügen muss. Mindestparameter für brauchbare Aquifere finden sich bei Schulz [8]. Die hydrothermale Erdwärmenutzung ist beschränkt auf die Gebiete und Tiefenbereiche, in denen entsprechende Sedimente abgelagert und in ihren Eigenschaften erhalten geblieben sind. Sie ist daher nur nutzbar in ausgewählten Gebieten der Sedimentbecken und in mittleren Tiefen bis maximal 4.000 m mit Temperaturen bis ca. 150 °C. Zufluss aus der Gesteinsschicht in und Abfluss aus dem Bohrloch können durch technische Maßnahmen verbessert werden. Hydraulische Bohrlochbehandlungen sind in der Regel nicht erforderlich.
Im Falle von petrothermaler Erdwärmenutzung ist der Nutzhorizont ein tief liegendes Wärmereservoir, welches keine oder eine nur geringe Wasserführung aufweist, zum Beispiel Kristallin, oder dicht gelagertes Sedimentgestein. In ihm erfolgt der Wärmeentzug über geologische Wärmeübertrager, die zwischen den Bohrungen künstlich hergestellt werden. Hierzu werden mit Hilfe von hydraulischen Bohrlochbehandlungen neue und/oder bestehende Risse in der Zielformation erzeugt, zum Beispiel mit Wasserfracks ohne chemische Zusätze, wie in der Bohrung des GeneSys Projektes praktiziert [9]. Petrothermale Systeme sind grundsätzlich unabhängig von den geologischen Bedingungen im Untergrund, an praktisch jedem Standort auch in großen Tiefen ab 4.000 m einsetzbar, um Thermalwässer mit Temperaturen größer als 150 °C zu gewinnen.
In Deutschland bisher eher gering vertreten sind Wärmespeichersysteme. Mit ihnen wird der Untergrund nicht nur zur Gewinnung, sondern auch zur Speicherung von Wärme genutzt. Die Systeme sind als Aquifer Thermal Storage (ATES), Underground Thermal Storage (UETS), Borehole Thermal Energy Storage (BTES) oder Cavern Thermal Energy Storage (CTES) bekannt. Beim wichtigsten dieser Systeme, dem ATES, handelt es sich im Wesentlichen um ein offenes, hydrothermales System. Als Besonderheit sind hier die Bohrungen mit Pumpen und Injektionsstrang ausgestattet, die das Durchströmen der Anlage in beide Richtungen erlauben. Sie lassen sich mit zum Beispiel Solaranlagen, der Kraft-Wärme-Kopplung, Wärme aus Kühlprozessen, usw. kombinieren, womit ein Beitrag auch zum „Demand-Side-Management“ geleistet werden kann. In Zeiten überschüssiger Energie wird das aus der „kalten“ Bohrung entnommene Wasser mit Wärme beladen und in die „warme“ Bohrung injiziert, wo sich im Aquifer eine „Wärmeblase“ bildet. Im Winter wird die gespeicherte Wärme durch Umkehr der Strömungsrichtung entnommen. Simulierte Wirkungsgrade der Wärmerückgewinnung im Fünf-Jahresdurchschnitt liegen bei 40-65%, mit Werten >70% im fünften Jahr [10], in Neubrandenburg gemessen wurden 46% [7] für ein Temperaturniveau von 70-80 in der warmen und ca. 45 °C in der kalten Bohrung. Anwendungen dieser Systeme sind für den oberflächennahen und mitteltiefen Untergrund bis ca. 1.500 m dokumentiert. Damit erlauben sie die Nutzung eines Bereiches, dem in Deutschland unterhalb der oberflächennahen Geothermie bislang wenig Beachtung geschenkt wurde.

3. Gesamt-Potenzial

Die folgenden Ausführungen beschreiben das insgesamt vorhandene Potenzial an geothermischer Energie in Deutschland, unter besonderer Berücksichtigung der Situation in Norddeutschland. Im weiteren Verlauf wird allerdings darauf abgezielt, welcher Energiebetrag unter realistischen wirtschaftlichen Annahmen tatsächlich gefördert werden kann. Zu unterscheiden sind auch die Potenziale an hydrothermaler und petrothermaler Geothermie. Wie bei den fossilen Energieträgern gilt es zunächst, den vorhandenen Energieinhalt festzustellen. Das ist im Fall der Geothermie die im

Untergrund vorhandene Wärmemenge. Sodann bezeichnet man die technisch gewinnbaren Mengen als Ressourcen und die wirtschaftlich gewinnbaren als Reserven [11]. Generell kann man hier jedoch nur grobe Schätzwerte angeben, weil tatsächliche Temperaturmessungen nicht flächendeckend vorliegen. Darüber hinaus verschieben sich mit der Weiterentwicklung der Technik die Grenzen der technisch gewinnbaren Ressourcen ebenso wie die Definition der wirtschaftlichen Gewinnbarkeit durch volkswirtschaftliche Einflüsse, insbesondere der Nachfrage nach Energie und Verfügbarkeit konkurrierender Energieträger, insbesondere anderer erneuerbarer Energien.
Für die äußere Erdkruste bis zu Tiefen von 10.000 m wird von einem Wert um ca. 10^{26} Joule ausgegangen; allein dies entspricht in etwa dem 210.000-fachen des weltweiten Verbrauchs an Primärenergie im Jahre 2004 [12]. Dies entspricht in etwa auch den technisch gewinnbaren Ressourcen.
In Deutschland unterscheidet man hydrothermale und petrothermale Reservoire, wobei letztere in ihrem Potenzial deutlich überwiegen, jedoch bisher kaum genutzt werden. In der Studie des BMU wird für das „theoretische“ Potenzial aller hydrothermalen Lagerstätten, also der Aquifere, von einem Energieinhalt von 1.574 x 10^{18} Joule ausgegangen.

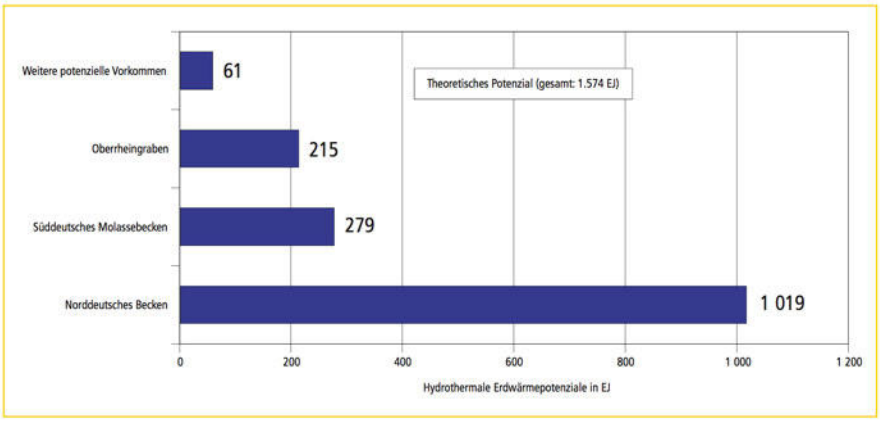


Bild 1: Theoretisches Potenzial aller hydrothermalen Lagerstätten Deutschlands [12]

Das Norddeutsche Becken hat innerhalb Deutschlands den größten Anteil. Das technische Angebotspotenzial („Ressourcen“) liegt bei ca. 500 x 10^{18} Joule, was ungefähr dem 100-fachen des jährlichen Wärmebedarfs in Deutschland entspricht. Wirtschaftlich nutzbar sind allerdings nur Vorkommen in unmittelbarer Nähe von Ballungsgebieten oder sonstigen Großabnehmern, da Wärme nicht über größere Strecken transportiert werden kann.
Die Ermittlung des theoretischen Potenzials für petrothermale Lagerstätten ergibt einen Wert von 1.200 x 10^{21} Joule, wenn Tiefen bis zu 10.000 m einbezogen werden. Allerdings relativiert sich dieser immens hohe Wert, wenn man verschiedene Faktoren berücksichtigt, wie etwa die Auskühlung des Gesteins bei zu starker Nutzung und technische Probleme bei der Erschließung. Eine Angabe für das technische abbaubare Potenzial kann kaum gegeben werden, da für petrothermale Geothermieprojekte in Niedrigenthalpie-Gebieten bisher zu wenig Erfahrungen vorliegen.
Bezüglich der Verwendung geothermischer Energie steht in Deutschland die Wärmenutzung im Vordergrund. Stromerzeugung erfordert immer binäre Prozesse, wobei die Wirkungsgrade dann nur wenig über 10% liegen. Hier liegt allerdings ein größeres Potenzial für übertiefe (> 6.000 m) petrothermale Reservoire, weil die Gebirgstemperaturen dann höher sind, was sich positiv auf den Wirkungsgrad auswirkt. Die Studie des Umweltbundesamtes kommt unter Berücksichtigung ökologischer und technischer Restriktionen zu einem erschließbaren Potenzial (Netto-Stromerzeugung) im Jahr 2050 von ca. 50 TWh pro Jahr bei einer installierten Kraftwerks-Netto-Leistung von 6,4 GW_e [13]. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Begrenzung der Geothermienutzung nicht in der Endlichkeit der Lagerstätten liegt, sondern eher in der Frage einer bedarfsgerechten Nutzungsmöglichkeit, insbesondere bei der Wärme, die der Nähe zu Ballungsgebieten und eines geeigneten Verteilnetzes bedarf.

4. Aktuelle Nutzung

Die aktuelle Nutzung der tiefen Geothermie in Deutschland, wie in [14] für Ende 2015 dokumentiert, ist in der nachfolgenden Tabelle widergegeben.

	Anzahl der Installationen	Install. Geoth. Kapazität 2015 (MW_{th})	Geoth. Wärme Produktion 2015 (GWh_{th})	Install. Strom Kapazität (MW_e)	Strom Produktion 2015 (GWh_e)
Direkte Nutzung für Fernwärme	24	285	690		
Andere direkte Wärmenutzungen [1])	157	52	409		
Stromerzeugung	12			34,5	151,1
Gesamt [2])		337	1,099 (716)	35	151 (28)
Anteil Gesamtverbrauch, % [3])			0,09		0,03

[1]) 152 Thermalbäder
[2]) Vergleichszahlen 2010 in Klammern [15] [16]
[3]) Berechnungsbasis ist der Endenergieverbrauch 2015 (2.466 TWh [17]sowie eine Verteilung auf Wärme, Kraftstoffe und Strom entsprechend dem durchschnittlichen Anteil in den Jahren 2009 -2010 in Höhe von 51, 29 und 20 % [18]

Bei den Systemen zur direkten Nutzung für Wärme und Stromerzeugung handelt es sich durchweg um hydrothermale Systeme. Auch wenn das Fündigkeitsrisiko bleibt, so zeichnen sich diese Systeme inzwischen durch einen hohen technischen Reifegrad aus. Bis auf drei Projekte erzeugen alle Systeme zur Stromerzeugung auch Wärme. Nur für zwei der Systeme zur direkten Wärmenutzung ist auch eine Kälteerzeugung dokumentiert (Unterföhring und Heubach [14]). Der Beitrag wird jedoch nicht näher spezifiziert. Die Projekte befinden sich überwiegend im süddeutschen Raum. Abhängig von der Qualität des Aquifers werden die in der Tabelle enthaltenen hydrothermalen Systeme mit Raten von ca. 30 bis 150 l/s (110 bis 540 m^3/h) und Temperaturen bis 160 °C und mehr betrieben [19].
Technische Daten für hydrothermale und petrothermale Systeme zur Stromerzeugung inklusive Wärmenutzungs- und Wirkungsgrade finden sich bei Clauser [2]. Danach lassen sich mit den in Deutschland vorherrschenden geothermischen Temperaturniveaus zur Stromerzeugung von 100 °C bis 170 °C thermische Wirkungsgrade von η_t = 10 Prozent bis 20 Prozent erreichen.
Der für Neustadt Glewe berichtete Verteilungswirkungsgrad in der Wärmeversorgung liegt bei ca. 80% [5].
Kommerzielle petrothermale Projekte gibt es in Deutschland nicht. Aktuelle Forschungsprojekte in Mitteleuropa sind das EU-Projekt Soultz-sous-Forêt sowie die ruhenden Projekte Bad Urach, Basel und GeneSys. Ziel der Projekte Soultz und Basel war es, im Rahmen von Einzelbehandlungen große Wärmeübertrager-Flächen zu erzeugen. Die Erfahrungen beider Bohrungen zeigen, dass sich mit diesem Konzept weder die erwarteten Energieentnahmen erreichen lassen [20], noch das Risiko induzierter Seismizität gut beherrschen lässt. Insbesondere auf der Grundlage der Baseler Erfahrungen wurde in der Schweiz ein neues Konzept zur Reife entwickelt. Anstatt großer Einzelrisse sollen Multirisssysteme mit vielen Rissen deutlicher kleinerer Ausdehnung geschaffen werden. Die Machbarkeit der Schaffung solcher Systeme soll bis zum Jahre 2020 nachgewiesen werden. Hierzu sind zwei 4.500 m tiefe Bohrungen geplant, die in ihren 1.500 m langen, parallel geführten Horizontalbohrstrecken mit bis zu 30 Rissen verbunden werden sollen [21]. Das Budget des Vorhabens mit einer erwarteten Energieförderung von 5 MW_e, das unter großer internationaler Beteiligung durchgeführt werden soll, beträgt ca. 100 Mio. Euro.
Wärmespeicherprojekte unterhalb 400 m sind in Deutschland kaum vertreten bzw. nicht sichtbar. Es gibt mehr Installationen als in [14] enthalten, die Basis für die vorstehende Tabelle sind, z.B. der Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude und benachbarte Gebäude (ca. 300 m) [22] und der ATES Neubrandenburg (ca. 1.200 m) [23], aber ihr Beitrag ist anders als in den Nachbarländern Deutschlands relativ gering. Sehr viel stärker vertreten ist diese Art von technischen Lösungen in Skandinavien [24] [25], Belgien [26] und den Niederlanden [27] [28].
Unter den mitteleuropäischen Ländern ist Deutschland das Land mit dem größten Fokus auf der tiefen Geothermie zur Erzeugung von Strom und hier auch am weitesten fortgeschritten. So haben

zum Beispiel die Niederlande keine geothermische Stromproduktion aber eine Wärmeproduktion, die relativ gesehen höher ist als die in Deutschland. Nachholbedarf wird auf dem Gebiet Kälteerzeugung und (saisonale) Wärmespeicherung gesehen, Gebiete, auf dem viele europäische Nachbarn weiter sind als Deutschland. Hier liegt ein erhebliches Potential auch im mitteltiefen Bereich, dessen Nutzung sich in den offiziellen Schätzungen nicht wiederfindet.

5. Realistisches Nutzungspotential bis 2050

Zwar ist das theoretische Potenzial für Geothermie-Energie in Deutschland erheblich; auch die technisch förderbaren Ressourcen sind immer noch substantiell. An dieser Stelle soll jedoch abgeschätzt werden, welche Beiträge die Geothermie im Vergleich mit konventionellen Energieformen und anderen Erneuerbaren für die Erzeugung von Wärme und Elektrizität realistisch bis zum Jahr 2050 einnehmen kann. Es muss dabei zwischen der Nutzung als Wärme und der Umwandlung zu elektrischem Strom unterschieden werden. Viele Untersuchungen der letzten Jahre fokussieren vorzugsweise auf den Strom, nicht zuletzt aufgrund des Ziels, bis zum Jahr 2050 die Stromversorgung in Deutschland zu 100% auf erneuerbare Energien zu basieren [13]. Dabei spielt allerdings eine erwartete signifikante Reduzierung des Stromverbrauchs durch Effizienzsteigerungen bei Verbrauchern wie Beleuchtung und Antriebstechnik eine wichtige Rolle. Andere Quellen gehen sogar soweit, bis zum Jahr 2050 eine vollständige Versorgung mit Primärenergie durch Erneuerbare zu postulieren [29]. Die offiziellen Ziele der Bundesregierung sind ein Anteil von 80% beim Strom und ein Wert von 60% beim Gesamtverbrauch [30].

Im Allgemeinen wird die Rolle der Geothermie, insbesondere für die Stromerzeugung, auch für die Zukunft von den meisten Studien (2050) als gering bis vernachlässigbar eingestuft. So wird in der Studie von Leopoldina, Acatech [31] und Union ein Wind- und Photovoltaikanteil von 80 bis 95 % vorhergesagt. Der verbleibende Strombedarf sei durch Bioenergie abzudecken. Stromerzeugung in nennenswertem Umfang durch Geothermie wird als „zu kostenintensiv“ bezeichnet. Allerdings hatten Clauser und Elsner (Hrsg.) in einer Fachgruppe zu der o.a. Studie darauf hingewiesen, dass bei Förderung geeigneter Entwicklungsaktivitäten erhebliche Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit für die grundlastfähige Tiefengeothermie zu erzielen seien [2].

Gemäß der bereits zitierten Studie des Umweltbundesamtes von 2010 beträgt das bis 2050 erschließbare technisch-ökologische Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland 63,75 TWh/a (Brutto) bei einer installierten Leistung von 8,5 GW_e. Hierfür wäre die Errichtung von 2.120 Geothermiekraftwerken mit Dublettenbohrungen erforderlich, wenn man von 4 MW_e je Anlage ausgeht. Aufgrund des Strombedarfs für die Förderpumpe resultiert daraus eine Netto-Stromerzeugung von ca. 50 TWh/a. Der für 2050 veranschlagte Strombedarf variiert zwischen 400 und 800 TWh/a, je nachdem, ob man von einer vollständigen oder nur teilweisen Abdeckung des Gesamtenergiebedarfs durch elektrischen Strom ausgeht [29]. Unter der Annahme eines Strombedarfs von ca. 500 TWh/a im Jahr 2050 könnte die Geothermie in diesem Szenario einen Anteil von 10% leisten.

Aktuelle Erfahrungen mit einer größeren Anzahl von Geothermieprojekten im Großraum München haben gezeigt, dass eine Wirtschaftlichkeit zumindest derzeit, auch unter Einbeziehung von Fördermitteln, nur zu erreichen ist, wenn die Wärmeproduktion im Vordergrund steht. Die Wärmeleistung beträgt üblicherweise unter den Bedingungen in Deutschland mindestens das Zehnfache der elektrischen Leistung. Unter diesem Gesichtspunkt wird nach bisherigem Kenntnisstand die Standortwahl für Geothermie primär unter dem Gesichtspunkt einer effizienten Wärmenutzung erfolgen, also in der Nähe von Großverbrauchern oder Fernwärmenetzen für Privatkunden. Von großem Einfluss werden selbstverständlich technologische Fortschritte bei der Abteufung von Tiefbohrungen sein. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Tiefengeothermie sich immer noch am Anfang der Lernkurve befindet. Fortschreitende Technologieentwicklung und zunehmende Erfahrung werden ebenso zu Kostenreduzierungen führen wie das Zusammenlegen mehrerer Doubletten zu einem „Geothermiefeld“.

Auch unter Berücksichtigung der genannten unterstützenden Faktoren kann eine realistische Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials nur von 50% des technisch-ökologisch Möglichen

ausgehen. Daher ist im Jahr 2050 mit einer jährlichen Stromproduktion durch Tiefengeothermie in der Größenordnung von 25 TWh auszugehen. Die gleichzeitige Produktion von Wärme würde zu einer zusätzlichen Ausbeute von mindestens 250 TWh_{th} führen.
Nicht zu unterschätzen ist auch der Einfluss der Akzeptanz für Geothermie innerhalb der Öffentlichkeit und der Politik. Aufgrund mangelnder Aufklärung der Bevölkerung seitens der Geothermie-Betreiber sind in einigen Fällen Vorbehalte bezüglich einer sicheren Beherrschung der Technologie entstanden, die dringend wieder ausgeräumt werden müssen. Auch dies ist eine Voraussetzung dafür, dass die Tiefengeothermie den ihr zustehenden Anteil an der CO_2-freien Energieversorgung übernehmen kann.

6. Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen

Die möglichen Auswirkungen der Geothermie auf ihre Umwelt wurden in den vergangenen Jahren national und international umfangreich untersucht und bewertet [32] [33] [34]. Eine zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse der zitierten Quellen für die tiefe Geothermie ist in der nachfolgenden Tabelle wiedergegeben.

Lebenszyklus-Phase	Aktivität	Gefährdung	Maßnahmen
Auslegungs-grundlagen	Untergrund-Charakterisierung	• Unerwartete Schichten, Gesteine, Fazies, Störungen • Unerwartete Drücke/Fluide • Unzutreffende geomechanische Eigenschaften für Reservoir und Deckschicht	• Charakterisierung auf Basis vorhandener geophysikalischer und Bohrungsinformation. Ggf. Gewinnung zusätzlicher Information
Auslegung	Definition von Bohrung und Bohrungsbarrieren [1])	• Auslegung entsprechend lokalen Gegebenheiten • Auswahl der Barriere-Elemente	• Bestimmung der aus Gefährdungen und Risiken [2]) resultierenden Belastungen • Belastungsgerechte Auslegung der Bohrung und Auswahl und der Barriere-Elemente
Herstellung des Untertage-Systems	Bohrungsherstellung	• Bohrplatz • Drücke angetroffener Fluide • Bohrlochstabilität • Hydraulischer Kurzschluss unterschiedlicher geologischer Schichten • Freisetzung von Bohrlochfluiden	• Flächenversiegelung und sichere Lagerung und Handhabung • Bohrspülung, die Zuflüsse/ Abflüsse in/aus dem Bohrloch verhindert/minimiert • Bohrlochherstellung für erfolg-reichen Einbau und Zementation der Futterrohre • Verrohrung und Zementation des Bohrlochs mit Nachweis der Abdichtung • Dichter Verschluss des Bohrlochs durch Bohrlochkopf und Eruptionskreuz
	Hydraulische Stimulationen [3])	• Integrität des Deckgebirges • Stimulationsfluide • Rückfluss • Induzierte Seismizität	• Auslegung auf Basis ausreichen-der Charakterisierung von stimu-lierter Schicht und ihrer Deckschicht (inkl. Simulation) • Keine schwer abbaubaren umwelt- oder gesundheits-gefährdenden Stoffe • Sichere Lagerung/Handhabung mit anschließender Entsorgung • Viele kleine Stimulation mit kleinen Rissflächen statt großer • Monitoring während der Behandlung und ggf. Abbruch
Betrieb	Förderung/Injektion	• In seismischen labilen Zonen: geo-mechanische Veränderun-gen mit induzierter Seismizität	• Monitoring während des Betriebes und ggf. Anpassung der Zirkulationsrate

		durch Abkühlung entlang des Strömungsweges • Anfall radioaktiv belasteter Anlagenteile und Ablagerungen • Veränderungen der Temperaturen um das Bohrloch	• Entsorgung • kaum Auswirkungen für kleinere Temperaturänderungen

[1]) Bohrungsbarrieren sind eine Kombination eines/mehrerer Bohrungsbarriere-Elemente (z.B. Deckgebirge, Futterrohre zum Auskleiden des Bohrlochs, Bohrlochzemente zur Zementation der Rohre, Bohrlochkopf etc.), die einen Fluidumstieg Untertage und einen Fluidaustritt an der Oberfläche verhindern

[2]) Eine Gefährdung ist eine Situation oder Sachverhalt, die zu einer negativen Auswirkung führen kann. Risiko ist das Produkt aus der Eintrittswahrscheinlichkeit einer negativen Auswirkung und ihrer Schadensschwere

[3]) Hydraulische Stimulationen sind in aller Regel nur für die petrothermale Geothermie notwendig

Die Umweltrisiken sind am größten in der Phase der Herstellung und des Betriebes der Anlagen. In der Phase der Herstellung gehen die Risiken wesentlich von der Bohrung aus und den für die Herstellung petrothermaler Systeme notwendigen hydraulischen Stimulationen. Die betroffenen Schutzgüter sind insbesondere Wasser und Kultur- und Sachgüter. Die Beherrschung der Risiken erfordert:

- Ausreichend genaue Beschreibung und Beachtung der Verhältnisse im Untergrund,
- Einhaltung des Standes der Technik bei Planung und Herstellung der „Systeme“,
- Monitoring der Schlüsselaktivitäten

sowie im Falle von hydraulischen Stimulationen zusätzlich

- In erdbebengefährdeten Gebieten Stimulationsplanung, die Erdbebenrisiken Rechnung trägt
- Verwendung von Stimulationsfluiden, die keine schwer abbaubaren umwelt- oder gesundheitsgefährdenden Stoffe enthalten.

In der Phase des Betriebes gehen die Risiken wesentlich von der Zirkulation des Wassers aus. Gefährdungen sind gegeben durch die mögliche Mineralisierung des Thermalwassers, aus der Tiefe geförderte natürliche Schadstoffe wie etwa Schwermetalle, Kohlenwasserstoff-Verbindungen oder radioaktive Substanzen sowie Kohlenwasserstoffe sowie – in erdbebengefährdeten Gebieten – induzierte Seismizität aufgrund geomechanischer Veränderungen durch Abkühlung des Gesteins entlang des Strömungsweges. Die betroffenen Schutzgüter sind insbesondere Mensch und Kultur- und Sachgüter. Die Beherrschung der Risiken erfordert

- eine Charakterisierung des Thermalwassers
- Einsatz von Inhibitoren, Abschluss von Sauerstoff
- Monitoring des geothermischen Systems
- Monitoring induzierter Seismizität und ggf. Anpassung des Thermalwasserkreislaufes.

Die vorstehenden Fakten führen zur Schlussfolgerung ähnlich wie bereits im UBA Bericht 2015 [33] ausgeführt: Bei Einhaltung der bestehenden Vorschriften und Regelwerke sowie unter Beachtung des Standes von Wissenschaft und Technik kann eine Beeinträchtigung der Umwelt bei der tiefen Geothermie vermieden werden. Im Hinblick auf hydraulische Stimulationen in petrothermalen Systemen hat sich auch der Bundesrat der Schweiz entsprechend festgelegt und dies am 03. März 2017 veröffentlicht [35].

7. Zusammenfassung/Schlussfolgerung/Empfehlungen

Niedersachsen verfügt über ein erhebliches Potential an geothermischer Energie. Dies gilt insbesondere für den hydrothermalen Bereich. Die Nutzung unterhalb des oberflächennahen Bereiches erfolgt bislang nur zögerlich. Gründe sind (1) wirtschaftliche Misserfolge aufgrund einer Unterschätzung des Fündigkeitsrisikos und (2) Umweltbeeinträchtigungen, wie sie zum Beispiel für Wiesbaden, Stauffen und Basel beobachtet wurden. Ursachen für letztere sind Gefährdungspotentiale, zum Teil bedingt durch fehlende Daten und/oder unzureichende Kenntnisse bei Planern und Bohrunternehmen [32] sowie nicht fachgerechtes Vorgehen bei Bohr- und Stimulationsoperationen. Die genannten nicht-erfolgreichen Projekte haben den Wissensstand deutlich erhöht und helfen, zukünftige Probleme zu vermeiden.

Ein schrittweises Vorgehen bei der Erschließung des geologischen Untergrundes mit einer zunächst stärkeren Fokussierung auf Wärmegewinnung durch hydrothermale Systeme unterhalb 400 m erscheint zielführend. Die Tiefengeothermie beginnt nicht erst ab 1.200 m. Im Bereich zwischen 400 und 1.200 m gibt es ein großes Wärmepotential, das insbesondere in Kombination mit der Nutzung von Überschussenergie im Sommer durch Wärmespeicher für eine Versorgung mit Wärme im Winter erschlossen werden könnte. Auf dem Gebiet der saisonalen Wärmespeicherung und Kälteerzeugung hat Deutschland im Vergleich zu seinen europäischen Nachbarn Nachholbedarf. Die hierfür notwendige Technologie hat einen hohen technischen Reifegrad, dies gilt auch beim Einsatz dieser Technologie für die mineralisierten Wässer Norddeutschlands.
Die Erdwärmegewinnung für die Erzeugung von Strom und Wärme mit Hilfe von petrothermalen Systemen steckt noch in den Kinderschuhen. Vor einem technisch und wirtschaftlich erfolgreichen Einsatz ist noch ein erheblicher Entwicklungsaufwand zu leisten. Hierbei sollten auch internationale Kooperationen angestrebt werden, allen voran mit geplanten Schweizer Projekten unter der Koordination von Geo-Energie Suisse.
Bei fortgesetzter weiterer Entwicklung der tiefen Geothermie sollten in 2050 zwischen 5-10% des Strombedarfs und ca. 20% des Wärmebedarfs bereitgestellt werden können. Durch kompetente Planung, wozu auch eine möglichst weitgehende Vorab-Simulation gehört, und Ausführung unter Beachtung des Standes der Technik ist dies ohne Umweltbeeinträchtigung möglich.

Literaturverzeichnis

[1] MU Niedersachsen (Auftraggeber), „Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050", CUTEC, EFZN, Ostfalia, LUH, Hannover, April, 2016.

[2] C. Clauser, P. Elsner und). (Hrsg, „Geothermische Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050", acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München, November 2015.

[3] M. Wolfgramm, K. Thorwart, K. Rauppach und J. Brandes, „Zusammensetzung, Herkunft und Genese geothermaler Tiefengrundwässer im Norddeutschen Becken und deren Relevanz für die geothermische Nutzung", *Z. geol. Wiss., Berlin 339,* pp. pp. 173-193, 2011.

[4] M. Wolfgramm, K. Rauppach und K. Thorwart, „Mineralneubildung und Partikeltransport im Thermalwasserkreislauf geothermischer Anlagen in Deutschland", *Z. geol. Wiss., Berlin 39,* pp. pp. 214-239, 2011.

[5] M. Hielscher, „Praxiserfahrungen mit der Geothermieanlage Neustadt-Glewe – Rückblick auf den technischen und wirtschaftlichen Betriebsverlauf", in *Vortrag*, Neustadt Glewe, 2017.

[6] M. Wolfgramm und A. Seibt, „Geochemisches Monitoring des geothermalen Tiefenspeichers in Neubrandenburg", in *9. Geothermische Fachtagung, pp. 388-397*, Karlsruhe, 15.-17.11.2006.

[7] F. Kabus, M. Wolfgramm, A. Seibt, U. Richlak und H. Beuster, „Aquifer Thermal Energy Storage in Neubrandenburg - Monitoring Throughout Years of Regular Operation", 2009. [Online]. Available: https://talon.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/effstock09/Posters/142.pdf. [Zugriff am 14 3 2017].

[8] R. Schulz, „Hydrothermale Geothermie in Norddeutschland", 18 Nov. 2014. [Online]. Available: http://www.liag-hannover.de/fileadmin/produkte/20141119133353.pdf. [Zugriff am 14 3 2017].

[9] „BGR Pressemitteilung: Geothermie-Pilotprojekt GeneSys: Wasser-Frac für geologischen Wärmetauscher erfolgreich", 30 Mai 2011. [Online]. Available: http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Oeffentlichkeitsarbeit/Pressemitteilungen/BGR/GeneSys/bgr_110530.htm. [Zugriff am 27 2 2017].

[10] S. Kranz, G. Blöcher und A. Saadat, „Improving Aquifer Thermal Energy Storage Efficiency", in *Proceedings World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.

[11] R. Schulz und S. Knopf, „Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie", Abschlussbericht, BMU FKZ 0325257A/B, Hannover, 2013.

[12] BMU, „Tiefe Geothermie in Deutschland", September 2007. [Online]. Available: http://www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Downloads/BMU_TiefeGeothermie.pdf?__blob=publicationFile&v=1. [Zugriff am 14 März 2017].

[13] UBA, „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen", Umweltbundesamt (UBA), 2010, 7 Juli 2010. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/energieziel-2050-100-prozent-strom-aus-erneuerbaren. [Zugriff am 14 3 2017].

[14] J. Weber, B. Ganz, B. Sanner und I. Moeck, „Geothermal Energy Use, Country Update for Germany", in *European Geothermal Congress*, Strasbourg, 19-24 Sept 2016.

[15] UBA, „Wie viel Potenzial steckt in der Geothermie?", 3 August 2013. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/wie-viel-potenzial-steckt-in-der-geothermie. [Zugriff am 14 3 2017].

[16] LIAG, „GeotIS Direktwärmenutzung aus vorhandenen und berechneten Werten in der Bundesrepublik Deutschland", 2016. [Online]. Available: https://www.geotis.de/geotisapp/templates/summationsall.php?bula=D. [Zugriff am 14 3 2017].

[17] UBA, „Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen", 20 Feburar 2017. [Online]. Available:, 20 2 2017. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren. [Zugriff am 2 3 2017].

[18] Renergy24, „Rund um Erneuerbare Energien", 2016. [Online]. Available: http://www.renergy24.eu/beratung.htm. [Zugriff am 2 3 2017].

[19] Bundesverband Geothermie, „Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland - Projekte in Betrieb", 2017. [Online]. Available: http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/Projekte/Projektliste_Tiefe_Geothermie_2017.pdf. [Zugriff am 7 3 2017].

[20] R. Jung, „EGS – Goodbye or back to the future“, in In:,“ in *A. P. Bunger, J. McLennan , R. Jeffrey (Hrsg.): Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, INTECH, 2013, p. pp 95–121.

[21] P. Meier und O. Zingg, „Tiefengeothermie in der Schweiz, wie weiter? Lessons learned aus Basel", in *SASEG KOLLOQUIUM IN MEMORIAM PETER BURRI*, Institut für Geologie der Uni Bern, 26. Januar 2017.

[22] BINE, „Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude", 2003. [Online]. Available: http://www.bine.info/publikationen/publikation/aquiferspeicher-fuer-das-reichstagsgebaeude/. [Zugriff am 1 3 2017].

[23] P. Seibt und F. Kabus, „Aquifer Thermal Energy Storage in Germany", [Online]. Available: http://www.os.is/gogn/flytja/JHS-Skjol/UNU%20Visiting%20Lecturers/PSLecture03.pdf. [Zugriff am 01 03 2017].. [Zugriff am 1 3 2017].

[24] O. Andersson, A. Ekkestubbe und A. Ekdahl, „UTES (Underground Thermal Energy Storage)—Applications and Market Development in Sweden", *Journal of Energy and Power Engineering,,* pp. pp. 669-678, 30 April 2013.

[25] S. Gehlin und O. Andersson, „Geothermal Energy Use, Country Update for Sweden", in *European Geothermal Congress 2016*, Strasbourg, France, 2016, http://media.geoenergicentrum.se/2017/02/Gehlin_Andersson_2016_-EGC-2016-CU-Sweden.pdf.

[26] M. Possemiersa, M. Huysmansa und O. Batelaan, „Influence of Aquifer Thermal Energy

Storage on groundwater quality: A review illustrated by seven case studies from Belgium", *Journal of Hydrology: Regional Studies 2,* pp. pp. 20-34, 2014.

[27] G. Bakema und F. Schoof, „Geothermal Energy Use, Country Update for The Netherlands", in *European Geothermal Congress 2016*, Strasbourg, France, 19-24 Sept 2016, https://geothermie.nl/images/Handboeken/EGC_2016_country_update_Netherlands.pdf.

[28] M. Antics , R. Bertani und B. Sanner, „Summary of EGC 2016 Country Update Reports on Geothermal Energy in Europe", in *European Geothermal Congress 2016*, Strasbourg, France, 19-24 Sept 2016, http://ubeg.de/Lit/EGC2016%20-%20Keynote%20K1%20-%20Country%20Update%20Reports.pdf.

[29] J. Schmid, „Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien", FVEE-Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“, Fraunhofer IWES, 2010.

[30] BMWi, „Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015", 1 September 2016. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2015-09.html. [Zugriff am 14 3 2017].

[31] Leopoldina, acatech, Union deutsch. Akad der Wissenschaften, „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien", 10 Dezember 2015. [Online]. Available: http://www.acatech.de/de/publikationen/publikationssuche/detail/artikel/flexibilitaetskonzepte-fuer-die-stromversorgung-2050-stabilitaet-im-zeitalter-der-erneuerbaren-ener.html. [Zugriff am 14 3 2017].

[32] Staatlicher Geologischer Dienst, PK Geothermie, „Fachbericht zu bisher bekannten Auswirkungen geothermischer Vorhaben in den Bundesländern", Februar 2011. [Online]. Available: http://www.infogeo.de/dokumente/download_pool/FS2011_Top_6.2_Anlage_PK_Geothermie_Bericht.pdf. [Zugriff am 6 3 2017].

[33] UBA (Herausgeber), BGR (Durchführende), „Sachverständigengutachten UBA-FB 002242: Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen", November 2015. [Online].

[34] iup, IfES, CUTEC, BfN, "*Aktuelle Konflikte zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und den Schutz- und Entwicklungszielen des Naturschutzes",* 2016.

[35] Bundesrat Schweiz, Bern, „Bundesrat der Schweiz verabschiedet Bericht über Fracking", 3. März 2017. [Online]. Available: https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/medien/medienmitteilungen.msg-id-65882.htm. [Zugriff am 06 03 2017]. [Zugriff am 6 3 2017].

WINDENERGIE 2050

Abzusehende Entwicklungen in der Windenergie bis 2050 in Bezug auf Belange des Naturschutz‘

Dr. Bernhard Stoevesandt
Matthias Schramm

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Küpkersweg 70, 26129 Oldenburg.

Projektnummer: 16-421-064
Projektpartner: Leibniz Universität Hannover

Windenergie 2050 1
1 Stand Windenergie heute 6
1.1 Windenergie Onshore 6
1.2 Windenergie Offshore 7

2 Problemfelder der Windenergie in Bezug auf den Naturschutz 9
2.1 Konflikte onshore 9
2.2 Konflikte Offshore 9

3 Technische Entwicklungen in der Windenergie in Bezug auf den Naturschutz 11
3.1 Konventionelle HAWEA 11
3.1.1 Entwicklung Onshore HAWEA 11
3.1.2 Offshore HAWEA 12
3.2 Vertikalachsen-Windenergieanlagen (VWEA) 12
3.3 Höhen-Windenergieanlagen 14
3.4 Andere alternative Konzepte 15

4 Zusammenfassung 16
5 Literatur 17

Einleitung

In Anbetracht der notwendigen Reduktion des Ausstoßes von Klima aktiven Gasen wie CO_2, wird eine Umstellung der Energieerzeugung weltweit, aber besonders auch in den Industriestaaten notwendig [1]. Um die im Protokoll des 2015 in Paris vereinbarten Klimaziels von einem Temperaturanstieg von maximal 1,5°C im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter erreichen zu können, ist von der Bundesrepublik Deutschland vorgesehen, im Jahr 2050 eine Energieerzeugung zu erreichen, die nahezu vollständig auf erneuerbare Energien zurückgreift [2]. Bei der Stromgewinnung stehen dafür im Moment potenziell Solarenergie, Windenergie, Wasserkraft und Energie aus Biomasse zur Verfügung. Da die Mengen an Bezug aus Wasserkraftwerken und Biomasse durch die Geografie begrenzt sind, ist zu erwarten, dass es einen starken Ausbau an Solar- und Windenergie geben wird [3].
Dies bedeutet jedoch eine Umnutzung von bisher nicht besiedelter Fläche, was insbesondere bei der Windenergie zu verschiedenen Konflikten mit für den Naturschutz relevanten Bereichen führen kann. Allerdings ist die Entwicklung der heutigen Form der Windenergie erst in den letzten 35 Jahren entstanden [4]. Dies entspricht dem Zeitraum von heute bis zum Jahr 2050. Es sind daher noch diverse technische Entwicklungen in der Windenergie möglich. Die hier vorgelegte Studie soll Entwicklungen, die nach heutigem Stand möglich erscheinen, aufzeigen und einer groben Bewertung unterziehen.

1 Stand Windenergie heute

In Deutschland wird die Windenergie seit über 20 Jahren beständig ausgebaut. Die Menge des Zubaus hängt dabei stark von den technischen Möglichkeiten und den politischen Vorgaben für die Erzeugung von Strom aus Windenergie ab [5].
Im Allgemeinen wird in den Betrachtungen zwischen Windenergie an Land – also onshore – und auf See – offshore genannt – unterschieden. Dies wird in dieser Studie beibehalten, auch wenn es sich heute in mehr als 99% der gesamtinstallierten Leistung um dreiblättrige Anlagen mit horizontaler Achse (sogenannte Horizontalachsen-Windenergieanlagen HAWEA) handelt. Der Grund für die Unterscheidung in Onshore- und Offshore-Anlagen liegt in den großen technischen, aber auch Naturschutz relevanten Differenzen zwischen den beiden Einsatzgebieten.

1.1 Windenergie Onshore

Abbildung 1 zeigt den Zubau der Nennleistung von Windenergieanlagen (WEA) onshore in Deutschland in den Jahren von 1992 bis 2015. Dabei sind Schwankungen in dem Zubau zu erkennen. Da die Nennleistung der einzelnen Anlagen im Durchschnitt beständig steigt (siehe Abbildung 2), steigt die Anzahl der zugebauten Anlagen onshore nicht kontinuierlich an, sondern schwankt entsprechend dem Zubau [6]. Dafür steigt der Durchmesser der Rotoren über die Jahre stark an (siehe Abbildung 3) [7]. Im Jahr 2015 betrug der durchschnittliche Rotordurchmesser 105m, die durchschnittliche Nabenhöhe liegt inzwischen bei 123m [6].

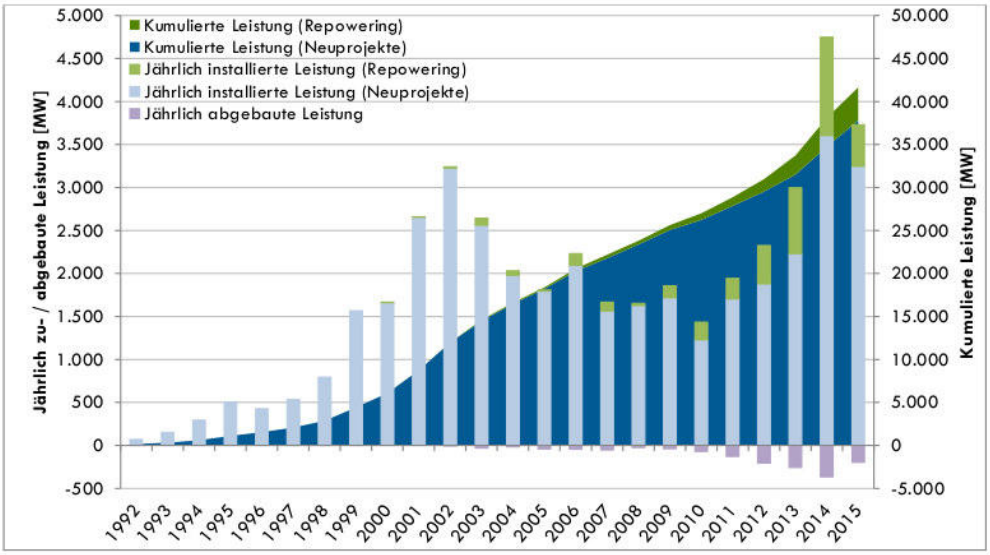


Abbildung 1: Kumulierte und Zugebaute Leistung von Onshore-Windenergieanlagen sowie der Effekt des Repowerings [6].

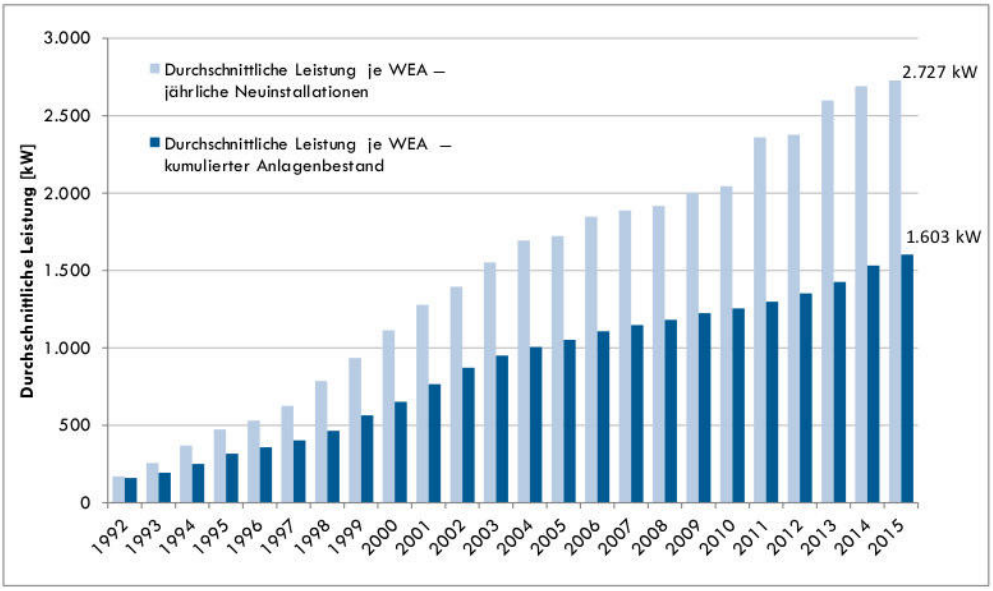


Abbildung 2: Durchschnittliche Nennleistung von WEA und durchschnittliche kumulierte Leistung in den Jahren von 1992 bis 2015 [6].

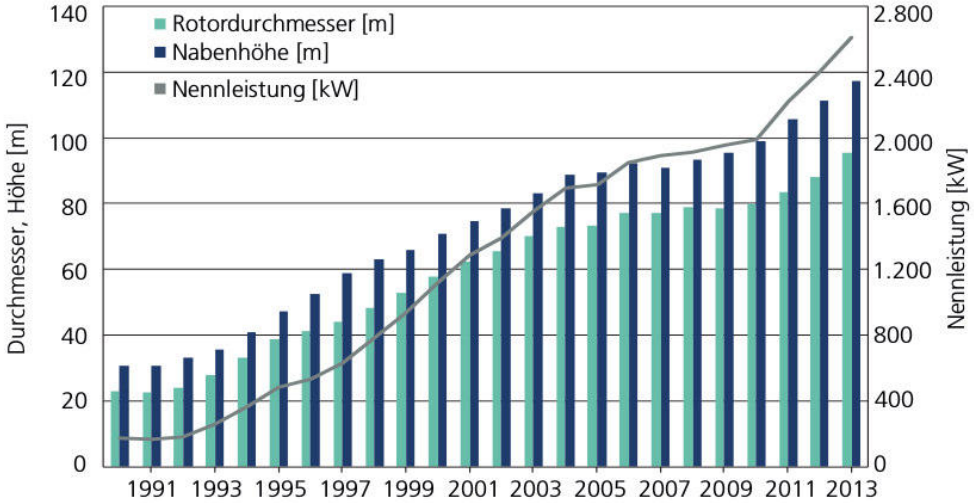


Abbildung 3: Zunahme des Rotordurchmessers bei Onshore-Anlagen 1991-2013 [7].

1.2 Windenergie Offshore

Die Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland ist erst wenige Jahre alt. Auch die speziell für den Offshore-Bereich entwickelten WEA haben erst eine kurze Geschichte hinter sich. Diese beginnt zwar 1991 mit dem Offshore-Park Vindeby in Dänemark . Aber erst mit dem Windpark Horn Rev in der Nordsee, welcher 2002 fertiggestellt wurde, wurde die Notwendigkeit speziell entwickelter Anlagen deutlich [8].
Erstmals wurden im Jahr 2015 mehr als 1000MW Nennleistung an Anlagen Offshore in der ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands installiert [9]. Die Anlagengröße in Form von Rotordurchmesser und Nennleistung ist dabei im Allgemeinen größer als onshore. Im Jahr 2015 lag die durchschnittlich

installierte Nennleistung pro Anlage bei 4,1 MW pro Anlage, bei einem Rotordurchmesser von 119,7 m. Die Nabenhöhen liegen dagegen Offshore mit 88,5 m nicht so hoch wie Onshore [9].
Die größere Leistung und die größeren Rotordurchmesser bei Offshore-Anlagen liegen im Allgemeinen darin begründet, dass die Kostenverteilung bei Offshore-Anlagen anders verteilt ist, als bei Onshore-Anlagen. Vor allem der Bau der Fundamente und der Netzanbindung fallen offshore deutlich stärker ins Gewicht. Daher ist der Bau größerer Anlagen lohnender, zumal Transportprobleme bei überlangen Blättern Offshore nicht so stark ins Gewicht fallen [8]. Die größten offshore vertriebenen Anlagen haben 2016 eine Nennleistung von 8 MW bei einem Rotordurchmesser von 164 m.

2 Problemfelder der Windenergie in Bezug auf den Naturschutz

Windenergieanlagen werden zum Großteil in unbewohnten Gebieten gebaut. Dies hat naheliegende baurechtliche Gründe, führt jedoch dazu, dass der Bau der Anlagen leicht in Konflikt mit Belangen des Naturschutzes gerät. Dies betrifft sowohl Onshore- als auch Offshore-Anlagen.

2.1 Konflikte onshore

Bei jeder Onshore-WEA gibt es verschiedene mögliche Konflikte in Bezug auf den Naturschutz, da in Flora und Fauna eingegriffen wird. Die Anlagen werden meist in bisher nicht technisch, industriell genutztes Gebiet gebaut. Durch den Eingriff sind folgende Punkte betroffen [10]:

1. Flächenverbrauch: Jede WEA verbraucht durch Zuwegung und Fundament eine gewisse Fläche, was einen Eingriff in die Natur darstellt. Diese beträgt, je nach Anlagentyp dauerhaft um 500 m² pro Anlage [10].
2. Die Blätter der Anlagen kollidieren wegen der hohen Blattspitzengeschwindigkeiten mit der Fauna: Insekten, Vögel und Fledermäuse sind betroffen. Wie stark der Effekt ist hängt von Standort der Anlage, der Nabenhöhe und Blattlänge und der Ansteuerung der Anlage ab. Insgesamt wurden seit Beginn der Erfassung 2002 bis Dezember 2015 etwa 2800 durch WEA getötete Vögel gezählt [11]
3. Die WEA verursachen Lärm: Vor allem durch aeroakustische Effekte erzeugen die WEA Geräusche, welche als störend empfunden werden [12].
4. Klimatische Effekte: Durch die Veränderung der Windverhältnisse kann es zu Veränderungen des Mikroklimas durch WEA kommen [13]. Dieser Effekt wird jedoch nur bei sehr großen Windparks beobachtet.
5. Visuelle Effekte: WEA werden als industrielle Anlagen meist in bisher unbebaute Gegenden errichtet. Durch ihre Höhe haben sie in den meisten Fällen eine sehr weit reichende Sichtbarkeit. Bei ungünstigem Sonnenstand, kann es zudem bisweilen zu regelmäßigem Schattenwurf kommen (sogenannter Diskoeffekt). Nitsch et al. gehen jedoch davon aus, dass sich der Abstand der Anlagen zur Wohnbebauung vergrößern wird, wodurch der Effekt sich deutlich verringern würde [33].
6. Die Denzentralität von Windenergie führt dazu, dass Strom zum Teil über weitere Strecken transportiert werden muss. Verstärkend trägt die Windverteilung in Deutschland dazu bei, indem der Wind in Küstennähe deutlich stärker ist. Bei einem absehbaren stark zunehmenden Stromverbrauch, wird dieser Effekt sich verstärken [36].
7. Entsorgung: Während ein Großteil der Anlagen sich heute nach Abbau direkt wiederverwenden lässt, bleiben bisher die Blätter als nur sehr schwer zu Recycelnder Abfall übrig [10].

2.2 Konflikte Offshore

Offhore müssen weitere Aspekte einbezogen werden, der Effekt auf Insekten und Fledermäuse ist hingegen geringer. Aspekte wie Flächenverbrauch sind dagegen Offshore schwer zu bewerten, da es sich primär um eine Änderung

der Bodenbedingungen am Standort handelt. Konflikte mit dem Naturschutz bei Offshore-Anlagen sind hingegen:

1. Lärm beim Bau der Anlagen: Vor allem durch das Rammen der Offshore-Fundamente entsteht ein Lärm von 160-190 dB in 750 m Entfernung, wenn die Grenzwerte eingehalten werden [10]. Dies stellt eine erhebliche Belastung insbesondere für Meeressäuger dar. Dagegen wird bisher zur Schalldämmung mit Blasenschleiern und Vergrämung der Tiere durch eine langsam zunehmende Schallquelle gearbeitet [14].
2. Kollision von See und Zugvögeln mit den Offshore-WEA: Dies ist bisher wenig erforscht. Erste Untersuchungen konnten keine signifikanten Kollisionen nachweisen, was aber bisher kaum verifizierbar ist [14].
3. Die Verlegung von Seekabeln und der Bau von Umspannstationen stellen zusätzliche Eingriffe in die Natur bei Offshore Windparks dar. Die neue Errichtung von Stromtrassen entspricht den Problemen der Onshore-Windenergie.
4. Bestehende Windparks scheinen aber eine Art Rückzugsgebiet für Meeresfauna zu sein, da sich Tiere und Pflanzen an den WEA ansiedeln und in den Windparks der Fischfang eingestellt werden muss [15].
5. Entsorgung: Auch Offshore verbleiben bisher die Blätter als nur sehr schwer zu Recycelnder Abfall [10].
6. Visuelle Effekte können auch bei Offshore-Anlagen auftreten, wenn auch, wegen der großen Distanzen zur Küste, wesentlich vermindert.

3 Technische Entwicklungen in der Windenergie in Bezug auf den Naturschutz

Die derzeitig maximal abgerufene Leistung an Strom in Deutschland liegt bei 80 GW [3]. Sollte der Mobilitätssektor auch auf Strom umgestellt werden, würde sich der Energieverbrauch um ca. 60% erhöhen bei gleichzeitiger Abnahme durch Energieeinsparungen [3]. Weil WEA nur zu bestimmten Zeiten ihre Nennleistung erzeugen, und zum Teil Energie gespeichert werden muss, könnte von einer Gesamtnennleistung von WEA von bis zu 200 GW ausgegangen werden.

3.1 Konventionelle HAWEA

3.1.1 Entwicklung Onshore HAWEA

Auch wenn es immer wieder Prognosen gab, welche maximale Leistung HAWEA erreichen könnten, so sind diese Prognosen immer wieder falsifiziert worden. Neue Materialien und Techniken haben es ermöglicht, dass HAWEA auch onshore eine Nennleistung von 7,5MW erreichen können. Neue Turmkonzepte und segmentierte Blätter haben physische Probleme des Transports solcher Anlagen, welche noch immer ein Problem darstellen, erheblich reduziert [16]. Es ist daher in den nächsten Jahren zu erwarten, dass die durchschnittliche Anlagengröße insbesondere in Anbetracht des begrenzten Angebots an Standorten weiter wachsen wird.
Dazu kommt, dass sich die Bemühungen zu Optimierung von Windparks in den letzten Jahren erheblich verstärkt haben [17]. Dies führt dazu, dass Anlagen zum Teil enger gestellt werden können. Die geringere Windstärke in bodennahen Schichten können im süddeutschen Raum durch höhere Türme aufgefangen werden. Am Ende stellt sich aber auch hier die Frage der Wirtschaftlichkeit, welche durch politische Vorgaben gesteuert wird.
Wird die bisherige Entwicklung der durchschnittlich installierten Leistung von den Jahren 2005 auf 2015 linear extrapoliert (siehe Abbildung 1), würde die durchschnittlich installierte Leistung pro Anlage 2050 bei ca. 6 MW liegen. Um ein hinreichendes Angebot an Strom zur Verfügung zu stellen, müssten ca. 25.000 Anlagen dieser Größe gebaut werden, wenn davon ausgegangen wird, dass offshore bis 2050 50 GW Leistung insgesamt gebaut würden, was 35 GW zusätzlich zu den bis 2030 geplanten 15 GW wären [18]. Dies wäre eine Verminderung der Anzahl der Anlagen zum Stand 2016. Selbst wenn sich die verbrauchte Fläche pro Anlage erhöhen würde, ist nicht von einem signifikanten zusätzlichen Flächenverbrauch in solch einem Szenario zu rechnen.
Da sich auch die Nabenhöhe erhöhen würde, wären andere Tiere von den Blattbewegungen betroffen. Während Insekten und Kleinvögel einem geringeren Risiko unterliegen würden, wären Raubvögel auch von den höheren Anlagen weiterhin bedroht [16].
Visuelle Effekte würden sich aufgrund der Größe der Anlage erheblich verstärken. Es ist nicht davon auszugehen, dass andere Anstriche der Anlagen dies wesentlich mindern würden. Allerdings würde der Effekt des schnell wechselnden Schattenwurfs abnehmen, da sich die Drehzahlen der Anlagen mit zunehmender Größe verringern und der Abstand der Anlagen zur Wohnbebauung zunehmen könnte [33].
Es gibt verschiedene Forschungsaktivitäten in Bezug auf das Recycling von Faserverbundstoffen, die in Rotorblättern von WEA verbaut werden. Bisher wurden die Stoffe zum Teil in der Betonindustrie genutzt [10]. Es besteht aber

ein erheblicher Bedarf daran größere Mengen einer weiteren Nutzung zuzuführen, da nicht nur die Windenergiebranche, sondern auch die Luft- und Raumfahrt und die Automobilindustrie zunehmend Faserverbundstoffe einsetzen [34]. Dies könnte sowohl durch die Nutzung anderer Werkstoffe, als auch neuer Recycling-Methoden geschehen [34, 35].
Zwar könnten die Anlagen insgesamt verteilt auf ganz Deutschland aufgestellt werden, doch ist dies auch von politischen Vorgaben geprägt. Auf jeden Fall stellt sich ein Transportproblem des Stroms für alle Anlagen im ländlichen Raum hin zu den Orten des Verbrauchs. Dies wird einen Netzausbau entsprechend notwendig machen. Wie dieser aussieht hängt jedoch von den Vorgaben der Bundesländer und den politischen Steuerungen ab.
Ob es gelingt durch technische Eingriffe die Anlagen leiser zu machen, muss sich noch zeigen. Es gibt in dieser Richtung derzeit diverse Bemühungen [19]. Genauso gibt es erste Ansätze für Vergrämungsmethoden von Fledermäusen aus den Bereichen der Rotorblätter der WEA [20]. Wie gut diese Methoden in der Praxis funktionieren, muss sich noch zeigen.
Ähnlich kann es sein, dass es gelingt durch ein verbessertes Wissen über Vogelverhalten die Umgebung der WEA so zu gestalten, dass der Vogelschlag verringert wird. Dazu gibt es inzwischen erste Untersuchungen [21].

3.1.2 Offshore HAWEA

Die Offshore-WEA werden in großen Parks und Parks von Parks (sogenannte Cluster) gebaut. Dies dient zur Vereinfachung des Stromtransports an Land [17]. Auch offshore wird daher durch eine Optimierung von Windparks und Anlagen eine Verbesserung der Leistung und Kosteneffizienz zu erwarten sein [17].
Im Vergleich zu Onshore-WEA, ist der Druck zu größeren Anlagen offshore schon heute größer. Sind heute die größten kommerziellen Offshore-Anlagen mit einer Nennleistung von 8 MW erhältlich, wird im Forschungsbereich zur Zeit schon an Anlagen von 10 MW und größer geforscht [22]. Im AVATAR-Projekt ist eine Extrapolation von Rotorblättern auf Anlagen von 20 MW vorgesehen [22]. Dies würde Rotordurchmesser von nahezu 250 m bedeuten. Wo die wirtschaftlich sinnvolle Grenze in diesem Zuwachs liegt muss sich aber erst noch zeigen.
Laut den Zielen der Bundesregierung von 2014 ist ein Ausbau der Offshore-Windenergie auf 15 GW Nennleistung bis 2030 vorgesehen. Dies würde bei einer Verwendung von 10 MW-Anlagen einer Anzahl von 1500 Anlagen entsprechen. Da Anlagen dieser Größe bis 2030 nicht durchgehend verwendet werden, ist von einer entsprechend größeren Anzahl von Anlagen vorerst auszugehen.
Die Problematik des Stromtransports an Land wird weiterhin bestehen bleiben. Kabeltrassen müssen gelegt werden - auch für den Weitertransport des Stroms. Wie groß der Eingriff in die Natur sein wird, hängt hier wiederum von der Ausgestaltung dieses Ausbaus ab.
Was solch ein Ausbau von Offshore-WEA für See- und Zugvögel bedeutet, ist bis heute nicht abzusehen. Im Bereich der Schallverminderung beim Bau der Fundamente sind jedoch derzeit große Forschungsaktivitäten vorhanden, bei denen die Hoffnung besteht, dass sie zu einer Minderung des Schallaufkommens führen können. Dazu gehört das Einrütteln von Pfählen, sowie die Entwicklung von sogenannten „Suction-Buckets“, welche eine Mischung aus Einspülen und Einsaugen von Fundamenten erlauben würden [23, 24]. Beides würde die Schallbelastung beim Bau von Offshore-Windparks erheblich reduzieren.

3.2 Vertikalachsen-Windenergieanlagen (VWEA)

Schon seit Aufkommen des jetzigen HAWEA-Konzepts gab es Forschungen an WEA mit einer vertikalen Achse [4]. Dabei waren durch Auftrieb betriebene Anlagen von größtem Interesse, da sie sich auch für größere Anlagentypen zu eignen schienen [25].
Im Unterschied zu HAWEA haben VWEA ein Optimum an Leistung bei einer geringeren Blattspitzengeschwindigkeit. Dies hat Vorteile in Bezug auf den Lärm, da aeroakustischer Lärm mit der 5. Potenz der Anströmgeschwindigkeit ansteigt [26]. Ein weiterer Vorteil ist, dass die geringeren Geschwindigkeiten möglicherweise eine geringere Gefahr für größere Lebewesen darstellen kann. Dazu gibt es aber bisher keinerlei Studien. Ein Grund dafür ist, dass es VWEA bisher nur im kleineren Maßstab als Klein-WEA gibt (siehe z.B. [25]). Zwar gibt es eine ausgiebige Forschung an großen VWEA (siehe [27]), doch bisher sind keine VWEA mit einer Leistung von mehr als 1 MW auf dem Markt, wofür es technische Gründe gibt. Ob die technischen Probleme überwunden werden können, ist bisher völlig offen.
Eine Erweiterung des Energieangebots wäre jedoch die Nutzung von Klein-WEA zur dezentralen Energieversorgung. Diese würde primär die Anforderung von externer Stromanbindung reduzieren. Dafür würden sich VWEA sehr gut eignen, da sie in der niedrigen atmosphärischen Grenzschicht, welche stark durch turbulente Strömung geprägt ist, besser operieren können als HAWEA, die sich immer nach dem Wind ausrichten müssen [25]. Allerdings ist die Windgeschwindigkeit in der niedrigen atmosphärischen Grenzschicht auch deutlich geringer, so dass die Energieausbeute nicht so hoch ist. Dies ist in Abb. 4 und Abb. 5 verdeutlicht, welche die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf 10 m und 150 m Höhe in Nordrheinwestfalen zeigen. Trotzdem könnten Klein-WEA zu einer dezentralen Energieversorgung und einer Netzentlastung beitragen. Da sie auch in bebautem Gelände aufgebaut werden können, wären die Eingriffe in die Natur minimal.

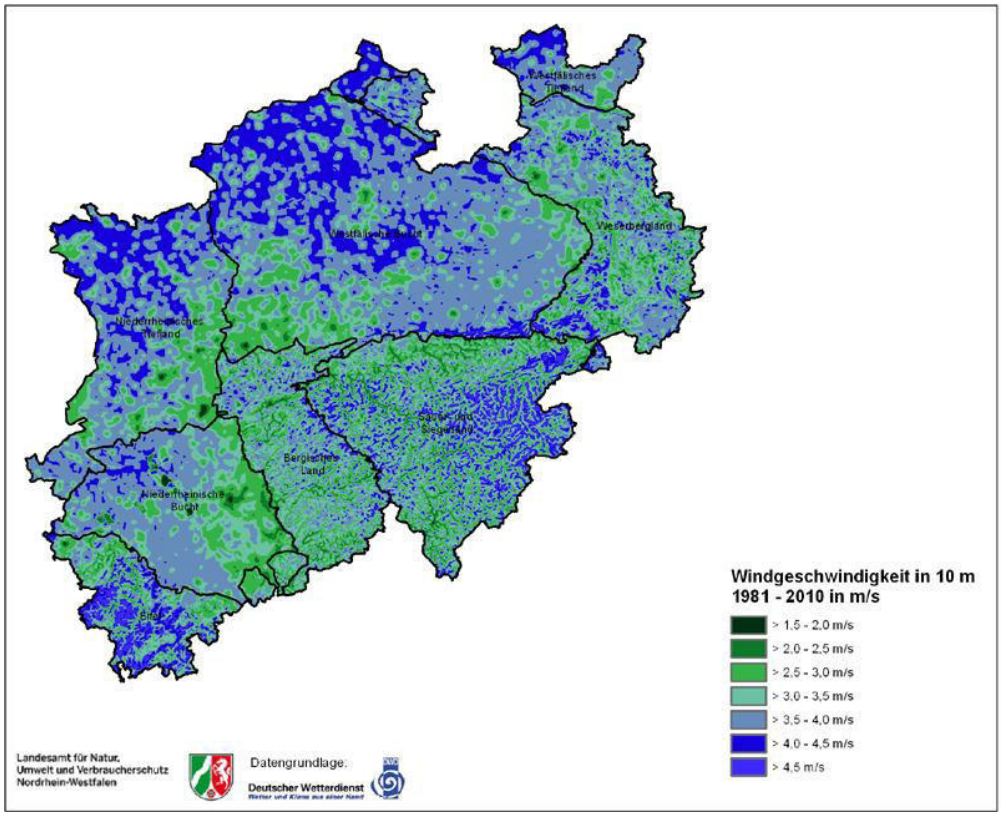


Abbildung 4: Windpotenzial NRW in 10m Höhe über Grund [28].

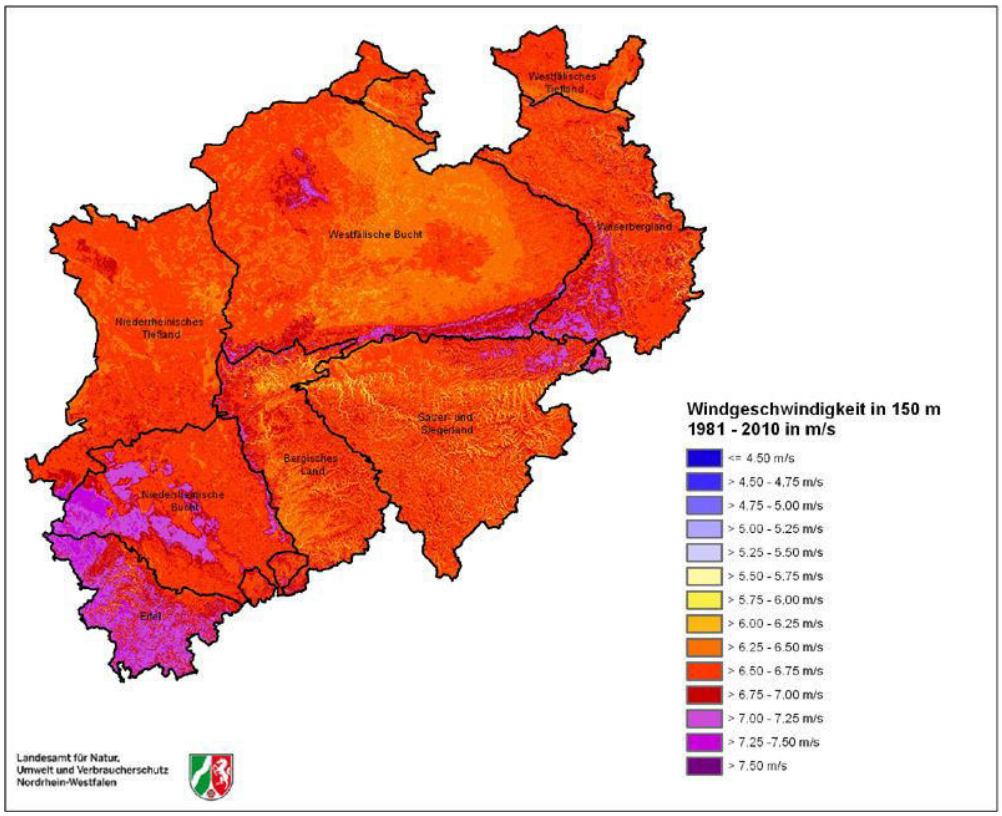


Abbildung 5: Windpotenzial in NRW 150m über Grund [28].

3.3 Höhen-Windenergieanlagen

Ein weiteres bisher noch nicht entwickeltes Konzept ist das der Höhen-Windenergieanlagen. Dabei handelt es sich um Anlagen, welche in einer Höhe von mehr als 300 m operieren [29]. Bisher gibt es drei verschiedene Konzepte für solche Anlagen [26]. Diese Konzepte sind:

1. drachenartige Anlagen mit einem Generator, welcher durch das Auf- und Absteigen des Flugdrachens betrieben wird.
2. Anlagen, welche einen sich auf einer Schiene bewegenden Generator bewegen.
3. reine Fluganlagen, bei denen der Generator ebenfalls fliegt [29].

Zu diesen Konzepten gibt es ausgiebige Forschungsbemühungen [30, 31] und verschiedene Unternehmen verfolgen diese Konzepte, wovon bisher keines aber Marktreife erreicht. Auch sind rechtliche Fragen in Bezug auf die Flughöhe und anderen Flugbetrieb noch vollkommen ungeklärt.
In Bezug auf den Naturschutz wären die Konzepte, außer dem Konzept der Schienenanlagen, welche viel Platz benötigen würden, mit einem recht geringen Eingriff in die Natur verbunden. Da die Flugobjekte oberhalb dessen operieren, was von Tieren im Regelfall genutzt wird, stellen ausschließlich die Kabelverbindungen zum Boden eine Schwierigkeit für die Fauna dar. Ob es gelingt die Konzepte mit der notwendigen Zuverlässigkeit zu erstellen ist jedoch bis heute unklar.

3.4 Andere alternative Konzepte

Es gibt immer wieder sehr unterschiedliche Ideen über neue Konzepte von Windenergieanlagen, die völlig anders zu sein scheinen. Zur Beurteilung dieser Konzepte hilft es immer sich die Physik der Windenergie in Erinnerung zu rufen (z.B. gut erklärt in Gasch [4] oder von Burton et al. [32]). Im Grundsatz gilt die Energieerhaltung: Es kann nie mehr Energie aus dem Wind gezogen werden, als in dem betrachteten Volumen vorhanden ist. Dazu gilt, dass Masse und Impuls erhalten bleiben müssen. Wird die gesamte Energie aus einem Volumen mit Wind gezogen, würde die Geschwindigkeit auf null abgebremst werden und nachfolgende Volumen könnten nicht mehr durchkommen. Daher darf/kann dies nicht passieren. Unabhängig vom Anlagenkonzept hat Betz daher die These eines maximalen Leistungsbeiwerts (also die Leistung, die gewonnen werden kann) von 59% der Windleistung in einem Volumenaufgestellt. Diese These ist bisher nicht widerlegt worden.
Da die Geschwindigkeit des Windes durch den Wind vorgegeben ist, wird die Größe des Volumens durch die durch die Windenergieanlage beeinflusste Fläche vorgegeben. Dies ist der Grund, warum die Rotoren der Anlagen heute so groß sind: Sie können so viel Energie gewinnen, weil sie eine so große Fläche überstreichen. Jedes neue Konzept der Windenergie wird entsprechend groß ausfallen müssen, wenn genauso viel Energie gewonnen werden soll. Dies bedingt die entsprechenden Auswirkungen auf die Natur.

4 Zusammenfassung

Mit dem Ziel 2050 die Energieerzeugung vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen, ist ein massiver Ausbau der Windenergie zu erwarten. Technische Entwicklungen werden möglicherweise erlauben, den Eingriff in die Natur im Vergleich zu heute zu vermindern. Trotzdem wird ein Eingriff immer bestehen bleiben. Dieser wird sich jedoch aufgrund der sich verändernden Anlagen auch anders gestalten.

Größere Anlagen werden die Anzahl der benötigten Anlagen zumindest stärker begrenzen. Auch werden sie eine Veränderung in der Bedrohung von Fauna mit sich bringen, insbesondere durch die zu erwartende Erhöhung der Nabenhöhe. Gezielte Maßnahmen zum Schutz der Fauna werden voraussichtlich auch eingeführt werden, wobei bisher noch offen ist, welche Konzepte sich durchsetzen werden. Insgesamt ist dadurch eine Reduzierung der Belastung der Tierwelt zu erwarten.

Möglicherweise können Klein-WEA die benötigte Energiemenge dezentral verringern helfen. Ob sich völlig neue Konzepte, wie Vertikalachsen-WEA oder Höhen-WEA eine Einführung erleben werden ist noch völlig offen. Beides würde in Bezug auf den Naturschutz positive Effekte zeigen können.

5 Literatur

[1] IPCC, 2014: Summary for Policymakers, In: Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA

[2] BMUB; Referat KI I 1 - Grundsatzangelegenheiten des Klimaschutzes, Klimaschutzplan, Andrea Meyer, Breiter Dialog zum Klimaschutzplan 2050, BMUB, 2016

[3] Julia Repenning, Hauke Hermann, Lukas Emele, Wolfram Jörß,Ruth Blanck, Sylvie Ludig, Günter Dehoust, Charlotte Loreck, Hannah Förster, Margarethe Scheffler, Benjamin Greiner Katja Schumacher, Ralph Harthan, Kirsten Wiegmann, Klaus Henneberg, Carina Zell-Ziegler, Sibylle Braungardt, Judit Kockat, Wolfgang Eichhammer, Ben Pfluger, Rainer Elsland, Wolfgang Schade, Tobias Fleiter, Barbara Schlomann, Johannes Hartwig, Frank Sensfuß, Klimaschutzszenario 2050 Zusammenfassung des 2. Endberichts, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2015

[4] Robert Gasch, Jochen Twele, Wind Power Plants, 2nd edition, Springer 2012

[5] Christine Lucha, Optimisation of the share of renewable energies in electricity systems Cornerstones of an alternative political scenario, Master Arbeit Fh Flensburg, 2015

[6] Silke Lüers, Katharina Segelken, Knud Rehfeldt, Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Deutsche Windguard, 2015

[7] Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Philip Görg, Berthold Hahn, Katrin Linke, Moritz Neuschäfer, Sebastian Pfaffel, Khalid Rafik, Kurt Rohrig, Renate Rothkegel, Mark Zieße, Windenergie Report Deutschland 2013, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Fraunhofer Verlag 2014

[8] Peter Tavner, Offshore Wind turbines, Reliability, availability and maintenace, IET Energy Series, 2012

[9] Silke Lüers, Knud Rehfeldt, Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland, Deutsche Windguard, 2015

[10] Oliver S. Kaiser, Heike Seitz, Ressourceneffizienz von Windenergieanlagen, VDI ZRE Publikationen, Kurzanalyse 9, Ressourceneffizient von Windenergieanlagen, Berlin, 2014

[11] Tobias Dürr, Vogelverluste an Windenerieanlagen in Deutschland, VSW-Auswertung, Stand vom 16. Dezember 2015

[12] Stefan Oerlemanns, Detection of aeroacustic sources on airplanes and wind turbines, PhD, Deflt-University, 2009

[13] S. Baidya Roy, S. W. Pacala, R. L. Walko, Can large wind farms affect local meteorology?, Journal of geophysical research, vol. 109, D19101, doi:10.1029/2004JD004763, 2004

[14] Doris Falkenberg et al., Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben Iie Windenergie Zwischenbericht, März 2014

[15] Lena Bergström, Lena Kautsky, Torleif Malm, Rutger Rosenberg, Magnus Wahlberg, Nastassja Åstrand Capetillo and Dan Wilhelmsson, Effects of offshore wind farms on marine wildlife—a generalized impact assessment, Environ. Res. Lett. 9 (2014) 034012 (12pp), doi:10.1088/1748-9326/9/3/034012

[16] Windblatt, Quiet and efficient, Enecrons new Onshore specialists, Windblatt 4,pp. 11-14, 2015

[17] S. Rodrigues, C. Restrepo , G. Katsouris , R. Teixeira Pinto, M. Soleimanzadeh, P. A.N. Bosman and P. Bauer, A Multi-Objective Optimization Framework for Offshore Wind-Farm Layouts and Electric Infrastructures, Energies, 2016

[18] Ausbauziele Offshore Windenergie der Bundesregierung, aus „http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Ziele/ziele.html", aufgesucht am 29.8.2016

[19] Con J. Doolan, Danielle J. Moreau and Laura A. Brooks, Wind turbine noise mechanisms and some concept auf its control, Acoustics Australia, Vol. 40, No. 1,2012

[20] Arnett EB, Hein CD, Schirmacher MR, Huso MMP, Szewczak JM (2013) Evaluating the Effectiveness of an Ultrasonic Acoustic Deterrent for Reducing Bat Fatalities at Wind Turbines. PLoS ONE 8(6): e65794. doi:10.1371/journal.pone.0065794
[21] Dennis Bergmann, Auswirkung von Windkraftanlagen auf das Verhalten und die Habitatnutzung von Rohrweihen (Circus aeruginosus), Masterarbeit, Carl-von-Ossietzky Universität Oldenburg, 2016
[22] J.G. Schepers, O. Ceyhan, M. Stettner, H.J. Kooijman, T. Chaviarapolous, G Sieros, C. Ferreira, N. Sørensen, M. Wächter, B. Stoevesandt, T. Lutz, A. Salcedo, G. Barakos, S. Voutsinas, A. Croce, J. Madsen, AVATAR: AdVanced Aerodynamic Tools for lArge Rotors, Proceedings of the 33rd Wind Energy Symposium, AiAA-SciTech, 2015
[23] Rainer Matuschek, Klaus Betke, Measurements of Construction Noise During Pile Driving of Offshore Research Platforms and Wind Farms, Proceedings of the DAGA, Rotterdam, 2009
[24] M. Achmus, C.T. Akdag, K. Thieken, Load-bearing behavior of suction bucket foundations in sand, Applied Ocean Reserach, Vol. 43, pp.157–165, 2013
[25] Carlos José Simão Ferreira, The near wake of the VAWT, PhD, Delft University, 2009
[26] Christopher K. W. Tam, Computational Aeroacoustics, Cambridge University Press ,2012
[27] Björn Roscher,Carlos Simão Ferreira, Lars Oliver Bernhammer, Helge Aagard Madsen, Daniel Todd Griffith, Bernhard Stoevesandt, Combined structural optimization and aeroelastic analysis of a Vertical Axis Wind Turbine, Proceedings of the 33rd Wind Energy Symposium, AiAA-SciTech, 2015
[28] Aus http://www.klimaatlas.nrw.de/site/nav2/Wind.aspx?P=2, Besucht am 30.8.2016
[29] Adrian Gambier, Isabel Koprek, Gerrit Wolken-Möhlmann, Kevin Vincent Redeker, Projekt OnKites Untersuchung zu den Potentialen von Flugwindenergieanlagen, Abschlussbericht 2014.256
[30] de Groot, S.G.C., J. Breukels, R. Schmehl, und W.J. Ockels: Modeling kite flight dynamics using a multibody reduction approach. AIAA Journal Guidance, Control and Dynamics, 34, 2011
[31] L. Fagiano Control of tethered airfoils for high–altitude wind energy generation. Ph.D. dissertation, Politecnico di Torino, Italy, February 2009
[32] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, und E. Bossanyi. Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, 1. edition, 2001
[33] Joachim Nitsch, Wolfram Krewitt, Michael Nast, Peter Viebahn, Sven Gärtner, Martin Pehnt, Guido Reinhardt, Regina Schmidt, Andreas Uihlein, Karl Scheurlen, Claus Barthel, Manfred Fischedick, Frank Merten: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Bericht des Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Langfassung, FKZ 901 41 803, 2004
[34] Yongxiang Yang, Rob Boom, Brijan Irion, Derk-Jan van Heerden, Pieter Kuiper, Hans de Wit, Recycling of composite materials, Chemical Engineering and Processing: Process Intensification, Volume 51, January 2012, Pages 53-68, ISSN 0255-2701, http://dx.doi.org/10.1016/j.cep.2011.09.007
[35] F. López, M. Martín, I. García-Díaz, O. Rodríguez, F. Alguacil and M. Romero, "Recycling of Glass Fibers from Fiberglass Polyester Waste Composite for the Manufacture of Glass-Ceramic Materials," Journal of Environmental Protection, Vol. 3 No. 8, 2012, pp. 740-747. doi: 10.4236/jep.2012.38088
[36] Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide, Diego Luca de Tena, Franz Trieb, Yvonne Scholz, Kristina Nienhaus, Norman Gerhardt, Michael Sterner, Tobias Trost, Amany von Oehsen, Rainer Schwinn, Carsten Pape, Henning Hahn, Manuel Wickert, Bernd Wenzel:Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146, 2012