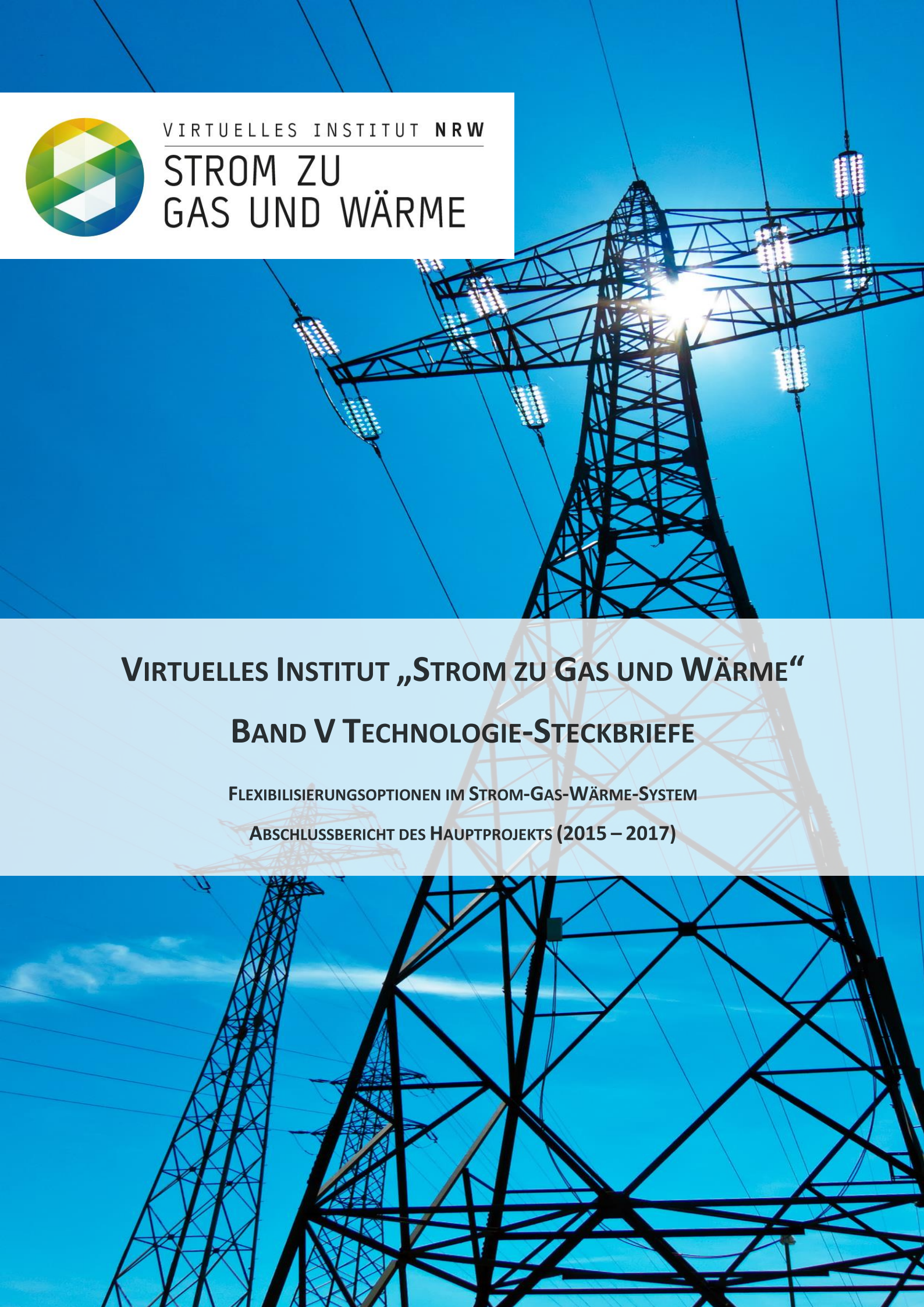


VIRTUELLES INSTITUT NRW

STROM ZU GAS UND WÄRME

VIRTUELLES INSTITUT „STROM ZU GAS UND WÄRME“

BAND V TECHNOLOGIE-STECKBRIEFE

FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN IM STROM-GAS-WÄRME-SYSTEM

ABSCHLUSSBERICHT DES HAUPTPROJEKTS (2015 – 2017)

Das „Virtuelle Institut Strom zu Gas und Wärme“ ist ein vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen geförderter und vom Cluster Energieforschung NRW unterstützter Forschungsverbund von sieben Forschungsinstituten, die gemeinsam Flexibilitätsoptionen für das zukünftige Strom-Gas-Wärme-System erforschen. Neben innovativen Technologiepfaden und Systemforschung zählt die Errichtung eines Demonstrationszentrums am Standort des GWI in Essen zum Umfang der hier vorgestellten Arbeiten.

Das Virtuelle Institut legt nunmehr die Ergebnisse seiner Arbeit aus dem Zeitraum 2015 - 2017 in insgesamt fünf Bänden vor.

Die in diesem Band V enthaltene Steckbriefsammlung enthält Technologiecharakterisierungen, die die beteiligten Institute arbeitsteilig nach Expertise angefertigt und aktualisiert haben. Sie dienen als kompakte Informationssammlung und werden dem Leser für einen schnellen Zugang zu den unterschiedlichen Technologien zur Verfügung gestellt.

Empfohlene Zitierweise:
K. Görner und D. Lindenberger (Hrsgb.): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band V, 2018

Titelbild: © Gina Sanders / Fotolia

Datum: **12.07.2018**

Website: **http://strom-zu-gas-und-waerme.de/**

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI); Ko-Koordination
PD Dr. Dietmar Lindenberger, Broghan Helgeson, Simon Paulus, Jakob Peter, Alexander Polisadov

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)
Lara Welder, Dr. Peter Stenzel, Michael Hehemann, Dr. Martin Müller, Natalie Ebersbach, Felix Knicker, Dr. Peter Markewitz, Dr. Martin Robinius, Dr. Bernd Emonts, Prof. Dr. Detlef Stolten

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)
Thiemo Pesch, Jan Christian Koj

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Oliver Jochum, Thomas Marzi, Christoph Unger

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI); Projektkoordination
Dr. Johannes Schaffert, Janina Senner, Nils Brücken, Helena Praefke, Christos Tsiklios, Berat Zejnullahu, Marc Fiebrandt, Prof. Dr. Klaus Görner

Ruhr-Universität Bochum, Technische Chemie (RUB TC)
Prof. Dr. Martin Muhler, Julian Gödde, Dr. Cornelius Berger, Dr. Holger Ruland

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)
Frank Merten, Clemens Schneider, Dietmar Schüwer, Mathis Buddeke, Arjuna Nebel, Alexander Scholz, Thomas Hanke, Prof. Dr. Manfred Fischedick

ZBT GmbH - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT)
Dorothee Lemken, Bernd Oberschachtsiek, Tobias Meijer, Lothar Theves, Dr. Ulrich Gardemann, Michael Steffen, Prof. Dr. Angelika Heinzel

Danke für die freundliche Unterstützung durch Georg Unger und Dr. Stefan Rabe, Cluster EnergieForschung NRW (CEF.NRW)

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

INHALTSVERZEICHNIS

CO2-Quellen 622
Concentrated Solar Power (CSP) 628
Erdgasnetz und Wasserstoffeinspeisung 632
Gasturbinen und Gas-und-Dampf-Kraftwerke 640
Katalytische Methanisierung 644
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) 650
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Brennstoffzellen (BZ) 652
Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) 658
Methanolsynthese 662
Ottomotorische Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) 666
Photovoltaik (PV) 670
PKW 674
Power-to-Heat-Technologien für Haushalte 680
Rückverstromung mit Brennstoffzellen (BZ) 688
Stein- und Braunkohlekraftwerk 692
Stirlingmotorische Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) 696
Stromnetze 698
Stromspeicher 706
Untergrundgasspeicher 714
Wärmenetze 722
Wärmespeicher 728
Wasser-Elektrolyse 734
Wasserstofftankstelle 742
Wasserstofftransport 750
Windenergie 758

CO_2-QUELLEN

Technische Daten *

Fossile CO_2-Quellen			
	2013	2020	2040
Thermische Kraftwerke mit fossiler Energie [1]			
Installierte Leistung in Deutschland	**59,59 GW_{el}**	↘	↘
Braunkohle	20,43 GW_{el}	↘	↘
Steinkohle	24,69 GW_{el}	↘	↘
Erdgas	14,47 GW_{el}**	→	↗
Installierte Leistung in NRW		↘ **[2]**	↗ **[2]**
Braunkohle	10,19 GW_{el}	↘ **[2]**	↘ **[2]**
Steinkohle	11,13 GW_{el}	↘ **[2]**	↘ **[2]**
Erdgas	4,39 GW_{el} **	→ **[2]**	↗ ↗ **[2]**
CO_2-Emissionen aus Kohle, Erd- und Grubengas, Deutschland 2013[3]	**510 Mio. t**	↘	↘
Braunkohle	181,5 Mio. t	↘	↘
Steinkohle	163,4 Mio. t	↘	↘
Erd- und Grubengas	165,1 Mio. t	↘	↘
Wirkungsgrade ohne CCS* ** [3]			
Braunkohle (Dampf)	43 %	46 %	49 %
Steinkohle (Dampf)	46 %	49 %	52 %
Erdgas (GuD)	58 %	60 %	62 %
Wirkungsgrade mit CCS* ** [3] **(Postcombustion)*****|			
Braunkohle		34 %	39 %
Steinkohle		40 %	44 %
Erdgas		51 %	55 %

*Nettostromleistung, ohne Industriekraftwerke
** inkl. Kuppel- und Grubengase
*** Carbon Capture and Sequestration
****Postcombustion deshalb, weil das Verfahren auch zur Nachrüstung bereits bestehender Kraftwerke geeignet und am weitesten entwickelt ist, heute noch nicht im Einsatz in D [3]

CO_2-Abscheideraten [4]*****			
Braunkohle (Dampf)		88 % [4]	→
Steinkohle (Dampf)		88 % [4]	
Erdgas (GuD)		88 % [4]	

Industrielle CO_2-Quellen			
	2013	2020	2040
Industrielle Kraftwerke mit fossiler Energie [1]*			
Installierte Leistung in Deutschland	**8,95 GW_{el}**		
Braunkohle	0,43 GW_{el}		
Steinkohle	1,50 GW_{el}		
Erdgas	7,02 GW_{el}**		
Bestand in NRW	**3,61 GW_{el}**		
Braunkohle	0,29 GW_{el}		
Steinkohle	0,66 GW_{el}		
Erdgas	2,66 GW_{el} **		
*Nettostromleistung ** inkl. Kuppel- und Grubengase			
CO_2-Emissionen aus Industriequellen			
Industrieprozesse und Industriekraftwerke in NRW	**2012 [10]**		
Stahlindustrie	20.470 kt		
Nicht-metallische Minerale***	10.907 kt		
Chemische Industrie	16.087 kt		
Insgesamt 53.025 kt			
***Umfasst, Zement, Kalk, Ziegel und Glas-Industrie			
Zusatzkosten fossiler thermischer und industrieller Kraftwerke mit CCS [4] ****			
Braunkohle (Dampf)		1,24 - 1,50 ct/kWh_{el} [4]	
Steinkohle (Dampf)		2,02 - 2,22 ct/kWh_{el} [4]	
Erdgas (GuD)		1,95 - 2,24 ct/kWh_{el} [4]	
****Kosten inkl. Transport und Lagerung			
Regenerative CO_2-Quellen			
	2013	2020	2040
Biogasanlagen			
Aufkommen in Deutschland	**[11]**		
Biogasanlagen	88.900m^3/h Biomethan 544.140 t CO_2/a	→	→
Aufkommen in NRW	**[11]**		
Biogasanlagen	6.815 m^3/h Biomethan 41.720 t CO_2/a	→	→

Stand der Technik

Die Entwicklung einer CO_2-armen/freien Stromerzeugung ist ein wichtiges politisches und gesellschaftliches Ziel für den Klimaschutz und für eine nachhaltige Energieversorgung. Bei einer Dekarbonisierung der noch fossil befeuerten Kraftwerke mittels CO_2-Abscheidung und –Speicherung (CCS), könnten die abgetrennten CO_2-Mengen teilweise auch zur Methanisierung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff genutzt werden. Durch Umwandlung des CO_2 können die zu transportierenden und zu speichernden CO_2-Mengen ggf. reduziert und entsprechende Kosten eingespart werden. In der Regel werden bei der CO_2-Abscheidung drei Verfahren unterschieden: Postcombustion-, Precombustion- und dem Oxyfuel-Verfahren. Beim Postcombustion-Verfahren wird das CO_2 aus dem Rauchgas (ca. 14 %ige CO_2-Konzentration) des Kraftwerks abgeschieden. Da es gegenüber den anderen Abscheideverfahren das höchste kurz- bis mittelfristig realisierbare Potenzial für die CO_2-Reduktion insbesondere auch bei der Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken aufweist sowie ein großtechnischer Einsatz zwischen 2020 und 2025 möglich wäre, wird es hier zur Berechnung der Kosten herangezogen [4]. Eine Nutzung von CO_2-haltigen Rauchgasen aus der Kohleverstromung ist allerdings mit erhöhtem Ressourcen-, Energie- und Kosteneinsatz verbunden und nur bedingt klimaneutral.

Eine weitere Option für die Synthese von regenerativem Methan ist die Nutzung von CO_2-Emissionen aus der Industrie. Bei einigen Industrieprozessen z.B. in der chemischen Industrie sind besonders reine und bei der konventionellen Ammoniakherstellung sogar reine CO_2-Abgase als Koppelprodukte verfügbar, die für eine Kopplung mit einer Methanisierung vorteilhaft wären. Nicht alle der heutigen Prozesse bleiben jedoch auch langfristig nutzbar. Die Ammoniakherstellung beispielsweise kann auch direkt auf PtG-Wasserstoff umgestellt werden und würde dann als CO_2-Quelle entfallen. Sie ist daher ggf. nur eine Einstiegs- bzw. Übergangslösung. Große Mengen an CO_2-Emissionen erzeugen aber vor allem die Stahlindustrie und die Zementindustrie. Bei einer Nutzung der Prozessemissionen aus der Stahl- und Zementindustrie ist in der Regel eine Aufbereitung der Abgasströme notwendig, was zu einer Effizienzminderung und Kostensteigerung im Gesamtsystem führt [5]. Generell könnte bei den zumeist kleineren Industrieanlagen mit höheren CO_2-Emissionen im Abgasstrom eine Abscheidungsanlage schneller und spezifisch kostengünstiger realisiert werden als bei großen Kohlekraftwerken. Auch stehen für einige Prozessemissionsquellen (z. B. Zementherstellung) noch keine alternativen CO_2-Minderungstechnologien zur Verfügung. Für die Stahlindustrie werden bereits in der EU-weiten ULCOS-Forschungsinitiative (Ultra Low Carbon CO_2 Steelmaking) verschiedene Verfahren und Technologien erprobt, die das Potenzial haben die spezifischen CO_2-Emissionen bei der Stahlerzeugung zu verringern. Dazu gehört nach derzeitigem Stand der Technik auch das Postcombustion-Verfahren [5]

Weitgehend klimaneutral ist eine Nutzung biogener CO_2-Quellen, wie z.B. Biogas- und Bioethanolanlagen sowie Klärwerke. Biogas aus der Landwirtschaft besteht hauptsächlich aus Methan (CH_4) und CO_2 und ist wasserdampfgesättigt. Je nach Art des Fermenters sind auch noch Stickstoff (N_2) und Sauerstoff (O_2) sowie Schwefelwasserstoff (H_2S) und Wasserstoff (H_2) und bei der Verwendung von Tierexkrementen auch Ammoniak (NH_3) im Biogas enthalten. Bei Verwendung von Bioabfällen oder Gärschlamm können im Biogas auch vermehrt höhere Kohlenwasserstoffe oder siliziumorganische Verbindungen anfallen. Bevor das Rohbiogas in das Erdgasnetz eingespeist wird oder als Kraftstoff zum Einsatz kommt, muss es noch entschwefelt, getrocknet und vom CO_2 sowie anderen Gasbegleitstoffen befreit werden. Dabei kommen folgende Verfahren zur Anwendung: die physikalische Absorption mit Wasser, die Druckwechseladsorption und die Aminwäsche. Dies sind die bisher am häufigsten genutzten Verfahren. Weit weniger häufig werden die physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln und die Membrantrennverfahren angewandt [6].

Biogene CO_2-Quellen wie Biogasanlagen mit Gasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz bieten ein technisch und wirtschaftlich interessantes Potenzial, da bei der Biogasaufbereitung zumeist bereits

hochkonzentriertes CO_2 (bis zu 99 Vol.-%) anfällt. Die räumliche Nähe zum Gasnetz und die bereits vorhandene Gaseinspeisestationen machen Standorte von Biogasanlagen mit Gasaufbereitung für Power-to-Gas (PtG) besonders interessant [7].

Zusätzlich zu den o. g. Optionen gibt es die Möglichkeit, CO_2 direkt aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, kurz DAC) zu gewinnen, wie dies bereits u.a. in der 25 kW_{el} Pilotanlage des ZSW in Stuttgart erprobt wurde. Der Einsatz solcher Systeme ist theoretisch an jedem Standort weltweit denkbar und bietet daher auch Regionen ohne konzentrierte CO_2-Quellen entsprechendes Potenzial. Demgegenüber stehen (je nach Verfahren unterschiedlich) hohe Bedarfe an Energie und Fläche sowie Kosten von derzeit rund 500€/t CO_2 [12].

Es gibt mehrere Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus der Luft, die sich v.a. hinsichtlich der Wahl des Sorbents und der Art der Regeneration unterscheiden. Grundlegend lassen sich die verschiedenen DAC-Ansätze daher in drei Technologiepfade einordnen: Absorption und Elektrodialyse (DAC 1), Absorption und Kalzinierung (DAC 2) und Adsorption und Desorption (DAC 3). Gegenwärtig diskutiert und in Pilotanlagen umgesetzt werden insbesondere Systeme auf Basis von DAC 2 (Firma Carbon Engineering) und DAC 3 (u.a. Firma Climeworks). Da DAC 3-Anlagen im Niedertemperaturbereich bei rund 100° C arbeiten (im Gegensatz dazu DAC 2 bei >850° C), fällt hier nicht nur der thermische Energiebedarf mit derzeit 2,5 MWh_{th}/t CO_2 geringer aus, sondern lässt auch die Einbindung von Abwärme aus bestehenden Anlagen wie Elektrolyseuren oder Syntheseanlagen zu. Mittel- bis langfristig werden als Zielwert 1,5 MWh_{th}/t CO_2 angestrebt, zusätzlich fallen stets 0,5 MWh_{el}/t CO_2 Strom für das Gebläse an. Der Umstand, dass die in der Luft enthaltene Feuchtigkeit nach Durchlaufen des Verfahrens als Wasser für andere Prozesse (z. B. Elektrolyse) zur Verfügung steht, stellt einen weiteren Vorteil von DAC 3 dar [12].

Die Gewinnung von CO_2 aus der Atmosphäre reduziert den Wirkungsgrad einer PTG-Anlage um etwa 15 % [8]. Bisher lohnt sich der technische Aufwand dieser CO_2-Gewinnung nicht, langfristig stellt sie jedoch neben dem begrenzten Angebot biogener Quellen die einzige Alternative zur großskaligen Bereitstellung von CO_2 dar [12].

Auch wenn sich die Abtrennung von CO_2 aus der Umgebungsluft noch in einem frühen Technologiestadium mit unklaren Entwicklungsperspektiven befindet, werden derzeit mehrere Demonstrationsanlagen zum Zwecke von Power-to-Gas und Power-to-Liquids in europäischen Forschungsprojekten getestet (u.a. in Deutschland, Norwegen und Finnland) [12].

Das für die Methanisierung von Wasserstoff benötigte CO_2 wird bei den bereits vorhandenen Anlagen in Deutschland aus verschiedenen Quellen bezogen. In der bisher größten PTG-Anlage im niedersächsischen Werlte (max. Produktionsmenge CH_4 325 m^3/h) auf dem Gelände der Abfall-Biogasanlage von EWE wird das anfallende CO_2 aus dem dort produziertem Biogas für die Methanisierung des Wasserstoffs genutzt. Das synthetisierte CH_4 wird nicht nur in das Erdgasnetz eingespeist, sondern auch von der Audi AG als Kraftstoff eingesetzt [9]. Auch in der Anlage Schwandorf 1 in Bayern wird als CO_2-Quelle Biogas genutzt (max. Produktionsmenge CH_4 5,3 m^3/h). In der in 2014 in Betrieb gehenden Anlage Schwandorf 2 (max. Produktionsmenge CH_4 7,5 m^3/h), welche die PEM-Elektrolysetechnik nutzt, wird das zur Methanisierung benötigte CO_2 aus Klärgasen einer benachbarten Kläranlage genutzt, wie auch in der PTG-Anlage der Stadtwerke Emden (max. Produktionsmenge CH_4 14 m^3/h).

In Niederaussem (max. Produktionsmenge CH_4 1,25 m^3/h) in NRW wird das CO_2 aus den Kraftwerksabgasen des dort befindlichen Braunkohlekraftwerks genutzt. Auch hier wird die PEM-Elektrolysetechnik für die

Methanisierung angewandt. Das in Stuttgart 1 (max. Produktionsmenge CH_4 12,5 m^3/h) verwendete CO_2 stammt aus unterschiedlichen Quellen, wie z. B. aus Biogasanlagen, Klärgasen und aus der Umgebungsluft [9].

Die Art der CO_2-Quelle hat Auswirkungen auf die Umwelt und die Energiebilanz des entstehenden Methans und damit einen direkten Einfluss auf die Kosten [8].

[1] Wuppertal Institut 2014: Kraftwerksdatenbank auf Basis von Angaben der BNA, des UBA, des BDEW und eigenen Berechnungen

[2] Fischedick, M., Zeiss, C. Espert, V. 2014: Zusammenfassung der Szenarioberchnungen des Beteiligungsprozesses. Szenariendokumentation (hier zugrunde gelegt Szenario C), Wuppertal Institut im Auftrag des Ministerums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW

[3] Umweltbundesamt UBA 2014: CO2- Emissionen in Deutschland - Zeitnahschätzung für das Jahr 2013 http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/co2-emissionen_in_deutschland_zeitnahschaetzung_fuer_das_jahr_2013.pdf, (aufgerufen am 09.04.2014)

[4] Esken, A., Höller, S., Luhmann, H.-J., Pietzner, K., Vallentin, D., Viebahn, P., Dietrich, L., Nitsch, J. 2010: RECCS plus: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO2- Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS- Studie. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

[5] Herman, H., Matthes, F., Athmann, U. 2012: Potenziale und Chancen der Technologie zur CO2-Abtrennung und - Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen, Kurzstudie für die Umweltstiftung WWF Deutschland

[6] Adler et al. 2014: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung, http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf, aufgerufen am 22.04.14

[7] IWES: T. Trost, M. Jentsch, U. Holzhammer, S. Horn 2012, Die Biogsanlagen als zukünftige CO2-Produzenten, Artikel aus der Zeitschrift: gwf Das Gas- und Wasserfach, Gas - Erdgas, ISSN: 0016-4909, Jg.: 153, Nr.3, 2012, Seite 172-179 http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2012/die-biogasanlagen-als-zukuenftige-co2-produzenten.html (aufgerufen am 09.04.2014)

[8] Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., Sterner, M. 2012: Erneuerbares Methan: Analyse der CO2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3 S. 173-190, DOI 10.1007/s12398-012-0080-6

[9] DVGW greenfacts – Magazin für die Energiewende, Eine Übersicht der Power-to-gas-Projekte in Deutschland Stand 8/2013 unter: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/Innovationsdateien/greenfacts_powertogas_landkarte.pdf, (aufgerufen am 09.04.2014)

[10] LANUV (2014): Treibhausgas-Emissionsinventar Nordrhein-Westfalen 2012, LANUV-Fachbericht 56. Recklinghausen.

[11] Arnold, K. (2012): Biomethan und CO2-Nutzung: erhöhter Klimaschutzbeitrag durch Netto-Senke? Gehalten auf der ; Jahrestagung Fachverband Biogas, Bremen.

[12] Viebahn, P.; Horst, J.; Scholz, A.; Zelt O. (2018): Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

CONCENTRATED SOLAR POWER (CSP)

Technische Daten*

	2015	2020	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	15-40	↗	↗	↗
Gesicherte Leistung [%]	20-40	↗	↗	↗
Lasttransient [%/min]	4-8	→	→	→
Mindestlast [%]	0-100	→	→	→
Anlaufzeit [h]	1-4**			
Technische Lebensdauer [Jahre]	25-30	→	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	0,025*** – 370****	↗	↗	↗ →
Leistungsausnutzung [%]	25-70	→	→	
Bestand in Deutschland [MW]	1,5 *****	→	→	→
Bestand in NRW [MW]	1,5 ******	→	→	→

Kosten in €

	2015	2020	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	5000-5100 *******	3200-3300	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kW]	45-60	40	→	→
Variable Betriebskosten [€/MWh]	0-2	0-1	→	→

Quellen:[1–6]

*Angaben beziehen sich hauptsächlich auf Parabolrinnen- und Solarturm-Anlagen
**Mit Speicher, ohne Speicher sind längere Anlaufzeiten möglich
***Parabolspiegel, ohne Speicher
****Solarturm, mit Speicher
*****Forschungsprojekt, Jülich
******Forschungsprojekt, Jülich
*******untere Grenze Parabolrinnen, obere Grenze Solarturm

Stand der Technik und Potenzial

Solarthermische Kraftwerke (Concentrating Solar Power, CSP) nutzen Spiegel, um Sonnenlicht auf einen Empfänger zu konzentrieren. Eine Wärmeträgerflüssigkeit im Empfänger wird durch die konzentrierte Strahlung erhitzt und macht die Solarenergie für die Stromerzeugung mittels konventioneller Dampfturbinen oder als Wärmequelle für Endanwendungen nutzbar. Im Gegensatz zur Photovoltaik (PV) verwendet CSP nur die **direkte Komponente (DNI) des Sonnenlichts**, während die diffuse Komponente nicht genutzt werden kann. Daher ist eine Anwendung vordergründig in Regionen mit hoher DNI sinnvoll (z.B. Nordafrika, Südeuropa, Mittelamerika, Süden der USA, Australien) [7]. CSP-Entwickler sprechen von einer unteren Schwelle für DNI von über 2000 kWh/m^2 pro Jahr [6]. Da Wasser in den Sonnenregionen meist knapp ist, sind CSP-Kraftwerke auf Basis von „Trockenkühlung“ sinnvoll, wobei sie etwa 10 % höhere Kosten aufweisen [7]. Für den effizienten Transport des Stroms aus den „Sonnengürtel“-Regionen in andere Länder sind **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze** (HGÜ) nötig [3].

In großen CSP-Anlagen (z. B Solarturm- und größeren Parabolrinnen-Anlagen) werden **Wärmespeicher** verwendet, welche die Wärmeversorgung/Stromerzeugung bei Nacht ermöglichen (siehe Abb. 1). Mit der Integration der, im Vergleich zu Stromspeichern relativ günstigen, Wärmespeicher kann Mittel- und Grundlaststrom bereitgestellt werden. Das Speichersystem kann zudem die Netzintegration erleichtern, den Kapazitätsfaktor erhöhen und Flexibilitätsmöglichkeiten bieten. Die am weitesten verbreiteten Speichersysteme verwenden geschmolzenes Salz (molten salt storage) mit Speicherkapazitäten von 6-15 Stunden [6].

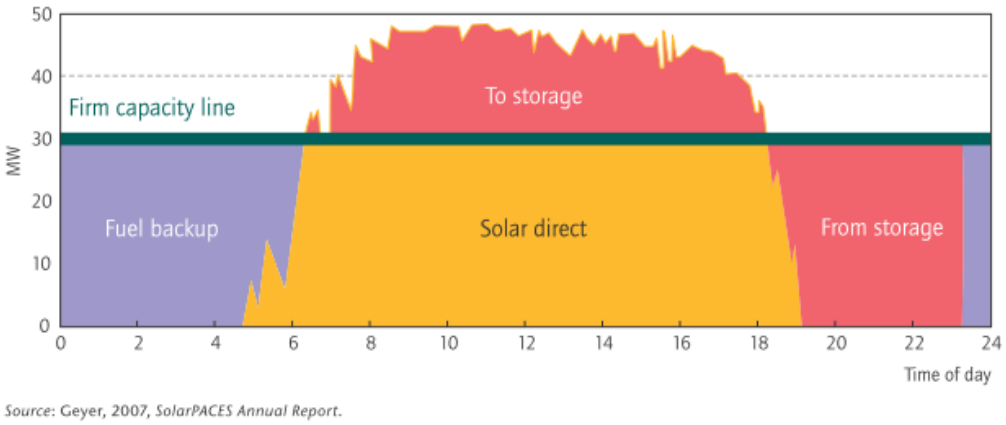


Abbildung 1 Typischer Tagesverlauf der Speicherung einer CSP Anlage [3]

Es gibt vier CSP-Anlagenvarianten. **Parabolrinnen- (Parabolic Troughs, PT)** und **Fresnel-Reflektoren (Fresnel Reflectors, FR)** konzentrieren die Sonnenstrahlen auf eine Brenn*linie*/Rohr und erreichen Betriebstemperaturen zwischen 300-500° C. Beide Systeme finden auch in Hybrid-Kraftwerken Anwendung, in denen sowohl Solarenergie als auch fossile Brennstoffe zum Antrieb der Dampfturbine verwendet werden [1]. PT ist die kommerziell ausgereifte Anlagenvariante und somit die am meisten verbreitete CSP-Technologie. Kommerzielle PT Kraftwerke, die heute in Betrieb sind, haben Kapazitäten zwischen 14 bis 80 MW_{el}, die Effizienz liegt bei etwa 14-16 % und der Kapazitätsfaktor bei etwa 25-30 %. In PT-Anlagen werden entweder synthetisches Öl, Dampf oder geschmolzenes Salz als Wärmeträger verwendet und für die Wärmespeicherung wird meist geschmolzenes Salz herangezogen. Die **Solarturm-** (**Solar Towers, ST)** und **Parabolspiegel-**

Technologien (**Solar Dishes, SD)** fokussieren das Sonnenlicht auf einen Brenn*punkt* und können dadurch höhere Temperaturen als PT und FR erreichen. ST verwenden Spiegel (Heliostate), die der Sonne nachgeführt werden, um die Sonnenenergie auf einen zentralen Empfänger an der Spitze eines Turms zu konzentrieren. In ST-Kraftwerken werden Dampf und komprimierte Gase als alternative Wärmeträger benutzt. ST sind derzeit in kommerzieller Demonstration und mit höherer Speicherkapazität ausgestattet als PT und FR Anlagen. SD bestehen aus parabolförmigen Schüsseln und sind für die dezentrale Erzeugung geeignet. Die SD-Technologie ist aber noch weniger ausgereift [7].

Die **installierte CSP-Leistung** ist zuletzt schnell gewachsen. Die weltweit installierte CSP-Leistung in 2015 lag bei 4,8 GW (in Vergleich zu 4,3 GW in 2014). Davon liegen über 80 % in den USA und Spanien [8]. Die **Gesamtinstallationskosten** für CSP-Anlagen sind normalerweise höher als für PV, man erwartet aber, dass sie um rund 33-37 % bis 2025 fallen werden. Dies vor allem aufgrund der Lernkurve, Skaleneffekten und technischen Verbesserungen im Wirkungsgrad und in der Herstellung [7]. Der Einsatz von größeren Anlagen (100-250 MW) wird die Kosten deutlich senken und die kommerzielle Wettbewerbsfähigkeit erhöhen. Derzeit liegen die Investitionskosten für PT-Anlagen ohne Speicher bei 5000 €/kW. Schätzungen für ST-Anlagen mit Speicher liegen bei 5100 €/kW [6][1].

[1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, 2013
[2] IEA: Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System, 2012
[3] IEA: Technology Roadmap - Solar Thermal Electricity (2014 Edition), 2014
[4] CSP World: CSP World Map. URL http://www.csp-world.com/cspworldmap?field_country_map_tid%5B%5D=549
[5] Müller, Simon ; de Sisternes, Fernando ; Portellano, Alvaro ; Patriarca, Edoardo ; Göritz, Anna ; Moeller, Daniel ; Peter, Jakob: The Power of Transformation. Paris : IEA, 2014
[6] IRENA: The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potenzial to 2025, 2016
[7] IRENA: Concentrating Solar Power. Technology Brief, 2013
[8] REN21 Steering Committee: Renewables 2016 Global Status Report, 2016

[1] 1 € = 1,11 USD. Durchschnittlicher Wechselkurs in 2015: http://www.federalreserve.gov/releases/G5a/current/default.htm, abgerufen am 21.08.2017.

ERDGASNETZ UND WASSERSTOFFEINSPEISUNG

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
CO_2-Emissionsgrad Erdgas	202 g/kWh [1]			
Brennwert Erdgas (kWh/m3)	9,77 - 11,48*			
Dichte Erdgas (kg/m³)	0,83 - 0,79*			
Zündtemperatur in Luft	640 °C			
untere Zündgrenze Erdgas in Luft	4 Vol.-%**			
obere Zündgrenze Erdgas in Luft	16 Vol.-%**			
Brennwert H_2 (kWh/m³)	3,54			
Dichte H_2 (kg/m³)	0,09			
Zündtemperatur H_2 in Luft	530 °C			
untere Zündgrenze H_2 in Luft	4,1 Vol.-%			
obere Zündgrenze H_2 in Luft	72,5 Vol.-%			

Angaben für den Normzustand: Temperatur 0 °C, Druck 1013,25 mbar
*erster Wert typisch für L-Gas, zweiter Wert typisch für H-Gas
** ungefähre Werte für H-Erdgas; Zündbereich für L-Erdgas: etwa 5-15 %

Öffentliche Gaswirtschaft insgesamt [2]

BRD: Gasnetzlänge gesamt (km)	488.263			
BRD: Gasnetzlänge Hochdruck* (km)	118.082			
BRD: Gasnetzlänge Mitteldruck** (km)	202.236			
BRD: Gasnetzlänge Niederdruck*** (km)	167.945			
BRD: Pot. H2-Einspeisung (Mrd. m³/a)	3,6 - 5,0 [3]****	↗	↗	↗
BRD: Pot. H2-Einspeisung (Mrd. kWh/a)	12,8 - 17,8*****	↗	↗	↗

Orts- und Regional-Gasversorgung [2]

BRD: Gasnetzlänge gesamt (km)	428.794 (88 %)			
BRD: Gasnetzlänge Hochdruck* (km)	69.806			
BRD: Gasnetzlänge Mitteldruck** (km)	191.043			
BRD: Gasnetzlänge Niederdruck*** (km)	167.945			
NRW: Gasnetzlänge gesamt (km)	89.873 (21 %)			
NRW: Gasnetzlänge Hochdruck* (km)	6.207			
NRW: Gasnetzlänge Mitteldruck** (km)	39.702			
NRW: Gasnetzlänge Niederdruck*** (km)	43.964			
BRD: Pot. H2-Einspeisung (Mrd. m³/a)	2,5 - 3,9 [3]****	↗	↗	↗
BRD: Pot. H2-Einspeisung (Mrd. kWh/a)	8,9 - 13,9*****	↗	↗	↗
NRW: Pot. H2-Einspeisung (Mrd. m³/a)	0,7 - 1,0 [3]****	↗	↗	↗
NRW: Pot. H2-Einspeisung (Mrd. kWh/a)	etwa 3 - 5*****	↗	↗	↗

*über 1 bar **über 100mbar bis 1 bar ***bis 100mbar
**** bei einer Wasserstoffbeimischung von 5 Vol.-% zum Erdgas
***** bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff

Nutzung [2] In der öffentlichen Gaswirtschaft insgesamt				
	2014	2020	2030	2050
BRD: Gasverbrauch (TWh/a)	823,9			
Industrie	334,9 (41 %)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	60,0 (7 %)			
Private Haushalte	265,8 (32 %)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	103,9 (13 %)			
Fernwärmeversorgung	59,3 (7 %)			
NRW: Gasverbrauch (TWh/a)	197,2 (24 %)			
Industrie	75,3 (38 %)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	16,2 (8 %)			
Private Haushalte	75,1 (38 %)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	22,6 (11 %)			
Fernwärmeversorgung	8,0 (4 %)			
BRD: Anzahl der Kunden	15.934.159			
Industrie	110.737 (1 %)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	236 (0 %)			
Private Haushalte	13.962.252 (88 %)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	625.207 (4 %)			
Fernwärmeversorgung	1.235.727 (8 %)			
Nutzung [2] In der Orts- und Regionalgaswirtschaft				
BRD: Gasverbrauch (TWh/a)	580,5			
Industrie	146,5 (25 %)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	31,8 (5 %)			
Private Haushalte	251,5 (43 %)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	91,5 (16 %)			
Fernwärmeversorgung	59,3 (10 %)			
NRW: Gasverbrauch (TWh/a)	134,1			
Industrie	32,7 (24 %)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	9,1 (7 %)			
Private Haushalte	66,1 (49 %)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	18,1 (13 %)			
Fernwärmeversorgung	8,0 (6 %)			
BRD: Anzahl der Kunden	15.275.004			
Industrie	105.677 (1 %)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	212 (0 %)			
Private Haushalte	13.327.057 (87 %)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	621.448 (4 %)			
Fernwärmeversorgung	1.220.390 (8 %)			
NRW: Anzahl der Kunden	3.898.567 (27 %)			
Industrie	14.588 (0 %)			
El-Versorg. inkl. Heiz-KW	16 (0 %)			
Private Haushalte	3.597.906 (92 %)			
Handel, Land+Forstw., Verw., sonst.	145.309 (4 %)			
Fernwärmeversorgung	140.748 (4 %)			

Kosten pro Jahr in Mio € FNB = Ferngasnetzbetreiber; OVU = Orts- bzw. Regionalgasversorgungsunternehmen				
	2011	2020	2030	2050
Geplante Kosten Netzausbau FNB	-		1.565 [4] #	
BRD: Investitionen FNB gesamt	940 [2]			
BRD: Investitionen FNB Hochdruck*	107 [2]			
BRD: Investitionen FNB Mitteldruck**	33 [2]			
BRD: Investitionen FNB Niederdruck***	9 [2]			
BRD: Investitionen FNB Speicherung	550 [2]			
BRD: Investitionen OVU gesamt	944 [2]			
BRD: Investitionen OVU Hochdruck*	82 [2]			
BRD: Investitionen OVU Mitteldruck**	145 [2]			
BRD: Investitionen OVU Niederdruck***	294 [2]			
BRD: Investitionen OVU Speicherung	5 [2]			
NRW: Investitionen OVU gesamt	161 [2] (17 %)			
NRW: Investitionen OVU Hochdruck*	18 [2]			
NRW: Investitionen OVU Mitteldruck**	33 [2]			
NRW: Investitionen OVU Niederdruck***	64 [2]			

*über 1 bar **über 100mbar bis 1 bar ***bis 100mbar
Ausbauplan für 2024 gemäß NEP Gas 2013 eingefroren bis 2030

Status Quo, Einspeisung und Netzentwicklungsplan Gas 2014

Erdgas ist ein geruchsloser, farbloser **Brennstoff**, der aus natürlichen unterirdischen Vorkommen gewonnen wird und wie Kohle oder Öl zu den fossilen Brennstoffen zählt. Des Weiteren zeichnet sich Erdgas durch eine geringere CO_2-Intensität aus als andere fossile Energieträger. Der **CO_2-Emissionsfaktor liegt bei 202 g/kWh** im Vergleich zu 339 g/kWh für Braunkohle und 404 g/kWh für Steinkohle [1]. (Entschwefeltes) Erdgas ist ungiftig, birgt jedoch bei unsachgemäßem Gebrauch potenzielle Explosionsgefahr. Um Unfällen vorzubeugen wird es für die Endverbraucher durch die sogenannte **Odorierung** mit Geruchsstoffen versetzt, so dass Gasleckagen erkannt werden können.

Erdgas ist ein Gasgemisch, das hauptsächlich aus Methan (CH_4) besteht. Hinzukommen – je nach Lagerstätte – höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Buthan oder Ethen (alle brennbar, farb- und geruchslos). Auch Edelgase kommen in natürlichem Erdgas vor; zum Beispiel wird Helium hauptsächlich aus Erdgas gewonnen. Unerwünschte Bestandteile wie Schwefelwasserstoffe oder Wasserdampf werden aus dem Gasgemisch entfernt.

Wiederum andere Bestandteile werden aktiv hinzugefügt, um die Eigenschaften des Brennstoffes zu beeinflussen und in festgelegten Grenzen zu halten. Zur Einstellung der Gasqualität wird der **Wobbeindex** betrachtet. Dieser entspricht dem Quotienten aus dem Heizwertes des Gasgemisches und der Quadratwurzel des Dichteverhältnisses Gasgemisch zu trockener Luft. Der Wobbeindex unterscheidet sich nach Gaszusammensetzung. Durch Hinzugabe von Konditioniergasen kann ein Gasgemisch auf die gewohnten Verhältnisse z.B. in einem gegebenen Netzgebiet mitsamt seinen Bestands-Gasgeräten angepasst werden. Verwendete Gase sind z.B. Stickstoff oder Propan/Butan, je nachdem, ob der Wobbeindex erniedrigt oder erhöht werden soll.

Es bestehen in Deutschland Gasnetzgebiete, die auf unterschiedliche Erdgasqualitäten ausgelegt sind. Grob können zwei Bereiche **L-Erdgas und H-Erdgas** unterschieden werden, die für niederländisches und

norddeutsches niederkalorisches Erdgas (L vom englischen *low*) bzw. hochkalorisches Nordsee- oder russisches Erdgas (H vom englischen *high*) spezifiziert sind.

Deutschland verfügt über eine gut ausgebaute und weite Bereiche erschließende **Erdgasinfrastruktur**, die sich im Wesentlichen in drei charakteristische Druckstufen einteilen lässt. Das Hochdrucknetz wird typischerweise bei über 80 bar betrieben und transportiert Erdgas über weite Strecken (hunderte Kilometer). Das sich anschließende regionale **Mitteldrucknetz** verteilt das Erdgas bei etwa 16 bar. Für die feinmaschige Verteilung zu den Endanwendern wird im **Niederdrucknetz** lediglich ein Betriebsdruck unter 1 bar aufrechterhalten und die Haushaltsanschlüsse entnehmen das Erdgas schließlich bei einem Überdruck von weniger als 20 mbar.

Die **Gesamtnetzlängen** der öffentlichen Gaswirtschaft in Deutschland messen über 488.000 km. Auf der Ebene der Orts- und Regional-Gaswirtschaft entspricht das nordrhein-westfälische Leitungsnetz etwa 21 % der gesamtdeutschen Infrastruktur. Besonders sticht in NRW im Vergleich zu den anderen Bundesländern ein sehr stark ausgebautes Niederdrucknetz ins Auge (43.964 km, es folgt Baden-Württemberg mit 18.894 km) [2]. Dies spiegelt die große Zahl von 3,6 Mio. gasversorgten Privathaushalten in NRW wider (es folgen Niedersachsen mit 1,7 Mio. und Baden-Württemberg mit 1,4 Mio.) [2].

Der Gasverbrauch Deutschlands teilt sich insgesamt wie folgt auf: Industrie 41 %, Haushalte 32 %, Handel, Land- und Forstwirtschaft, Verwaltung und sonstige 13 %, Elektrische Versorgung inkl. Heiz-Kraftwerke 7 % und Fernwärmeversorgung 7 %. In NRW sind Industrie und Haushalte mit je 38 % des Gesamtgasverbrauches gleichauf.

Auf der Ebene der Orts- und Regional-Gaswirtschaft spielen die Haushaltskunden die größte Rolle (BRD 43 %, NRW 49 %), da viele der besonders großen industriellen Gasabnehmer direkt an die übergeordneten Gasnetze angeschlossen sind [2].

Netzausbau: Die Fernleitungsnetzbetreiber führen im Netzentwicklungsplan Gas 2016 für den Zeitraum bis 2026 Ausbauten am Hochdrucknetz im Umfang von 774 km auf. Die Kosten für 28 aufgeführte Projekte werden mit 1,77 Mrd. € angegeben [5]. Für die feinmaschigen Mitteldruck- und Niederdrucknetze sind keine detaillierten Ausbaupläne verfügbar. Für den Erhalt und Ausbau der Gasinfrastruktur werden jedes Jahr große **Investitionen** getätigt. Im Jahr 2011 zum Beispiel gaben die Ferngasnetzbetreiber 940 Mio. € und die Orts- und Regionalgasnetzbetreiber 944 Mio. € aus. Bei letzteren entfielen davon auf NRW 161 Mio. € [2]. Zusätzlich zu den Ausgaben für die Leitungen werden unter anderem Investitionen in Gasspeicher, Mess-, Druck- und Regeltechnik, Zähler und Messgeräte für Kunden, und IT getätigt.

Die **Einspeisung** von überwiegend aus regenerativen Energien erzeugtem **Wasserstoff (H_2)** und synthetischem Methan (Power-to-Gas) fällt unter die Regelungen für Biogase nach Teil 1 § 3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG [6]). Damit einher gehen eine Reihe von Einspeiseprivilegien nach Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV [7]) einschließlich der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) [8].

Grundsätzlich müssen Einspeiser aber sicherstellen, dass die **Beschaffenheit** des eingespeisten Gases kompatibel zum Gasnetz ist und die Interoperabilität des Gasnetzes gewahrt bleibt (EnWG § 49). Die Qualität des Austausch- oder Zusatzgases ist durch §§ 34 Abs. 1 S. 1, 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV in Verbindung mit einem statischen Verweis auf die Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) [9], [10] geregelt. Die aktuell gültige GasNZV [7] verweist auf den DVGW Regelwerkstand von 2007.

Das nach der GasNZV aktuell maßgebliche **DVGW Arbeitsblatt G 262** [Stand 2004] schreibt vor, den Biogasanteil im einzuspeichernden Gas auf maximal 5 Vol.-% zu begrenzen [10]. Die DVGW Arbeitsblätter sind jedoch im Jahr 2011 (G 262) und 2013 (G 260) aktualisiert worden [9], [10]. In Zukunft (bei einer Novellierung der GasNZV) wird in Gasnetzen ohne sensible Anlagen ein Wasserstoffgehalt im Erdgas „im einstelligen Prozentbereich" in vielen Fällen unkritisch sein [10], allerdings wird auf einige restriktive Faktoren bzw. sensible Gasendanwendungen verwiesen.

Sensible Gasendanwender sind insbesondere im Mobilitätssektor und in speziellen Industriezweigen zu finden. Im Verkehrssektor sind es die Erdgastankstellen (CNG) sowie die Tanks der Erdgasfahrzeuge, die aktuell eine niedrige Wasserstoffverträglichkeit besitzen. Auch eine Fortentwicklung der Tankstellen(sicherheits)technik sowie der Tanks würde erst nach gebotenem Bestandsschutz der vorhandenen Erdgasfahrzeuge eine wesentliche Steigerung der Wasserstoffanteile in allen Verteilnetzen, die Erdgastankstellen beinhalten, ermöglichen. Die Forschung konzentriert sich insbesondere auf die Oberflächenbeschaffenheiten der Tanks und die Vorbeugung von wasserstoffinduzierten Alterungsprozessen derselben. In der DIN 51624 ist im Hinblick auf die Nutzung von Wasserstoff-Erdgasgemischen in Tanks aus Erdgasfahrzeugen ein Grenzwert von 2 Vol.-% angegeben.

In der Industrie gelten beispielsweise Glashütten als besonders empfindlich gegenüber Wasserstoffanteilen im Erdgas. Des Weiteren stellen hohe Wasserstoffzumischungen für Gasturbinen eine Herausforderung dar. Allerdings gibt es jüngste Entwicklungen seitens der Hersteller, die auch hohe Wasserstoffanteile von z.B. 10 Vol.-% vertragen anstatt, wie im Bestand üblich, nur 1 Vol.-% bis 2 Vol.-%. Es sind weitere Entwicklungen in dieser Richtung zu erwarten, die sich aber – wie im Verkehrssektor – erst nach gebotenem Bestandschutz und unter der Gelegenheit anfallender Sowiesokosten nach und nach durchsetzen werden.

Im Bereich der großdimensionierten Speicherung von Wasserstoff bzw. wasserstoffangereichertem Erdgas gibt es bei den Porengasspeichern auf Grund erwarteter mikrobiologischer Prozesse, die einen Teil des Wasserstoffs in Schwefelverbindungen umsetzen könnten, noch Forschungsbedarf. Die großen Volumina und Ausbaupotenziale von Kavernenspeichern sind hingegen für eine Wasserstoffzumischung oder gar eine Speicherung von reinem Wasserstoff geeignet, da sie ein deutlich geringeres Oberfläche-zu-Volumen Verhältnis aufweisen (siehe Steckbrief „Untergrundgasspeicher"). Zukunftsweisende Ergebnisse werden von dem Forschungs- und Demonstrationsprojekt „Underground Sun.Storage" sowie möglichen Folgevorhaben [11], [12] erwartet.

Die folgenden zwei Abbildungen fassen die Erkenntnisse eines DVGW-Projektes grafisch anschaulich zusammen [13]. Demnach verhalten sich insbesondere im relevanten Bereich geringer Wasserstoffzumischungen von bis zu 10 Vol.-% die meisten etablierten Techniken der Erdgasinfrastruktur unbedenklich. In diesem Konzentrationsbereich wurden sieben Technologien mit vorhandenem „Anpassungs- und Regelungsbedarf" identifiziert [14]. Diese sind Gasturbinen, Transport- und Speicherverdichter, Kavernen, Komplettierungstechnik/ OT-Anlagen, Prozessgaschromatographen, Fahrzeugmotoren und Fahrzeug-Erdgastanks. Dreizehn andere Technologien hingegen erweisen sich als besonders robust und können sogar deutlich über 10 Vol.-% Wasserstoffzumischung bedenkenlos aushalten [14].

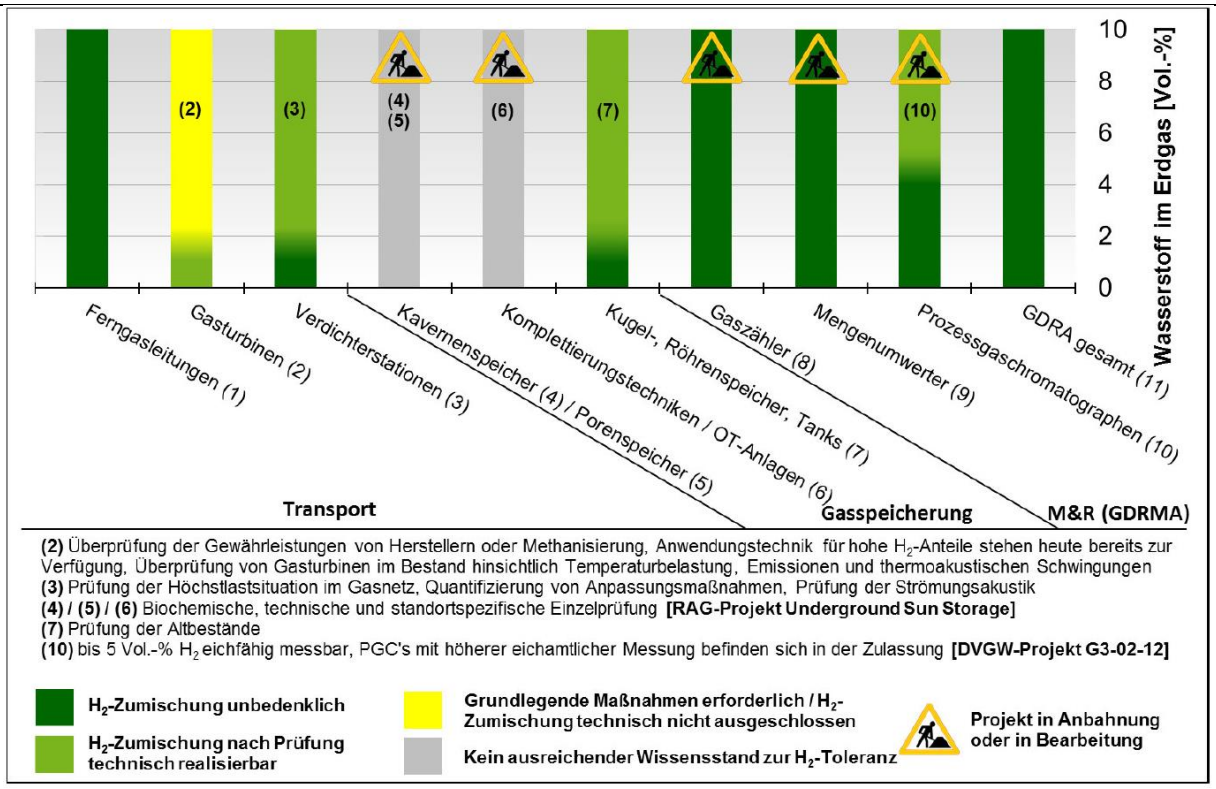


Abbildung 1 Wasserstofftoleranz bis 10 Vol.-% Transport, Gasspeicherung und Mess- und Regeltechnik

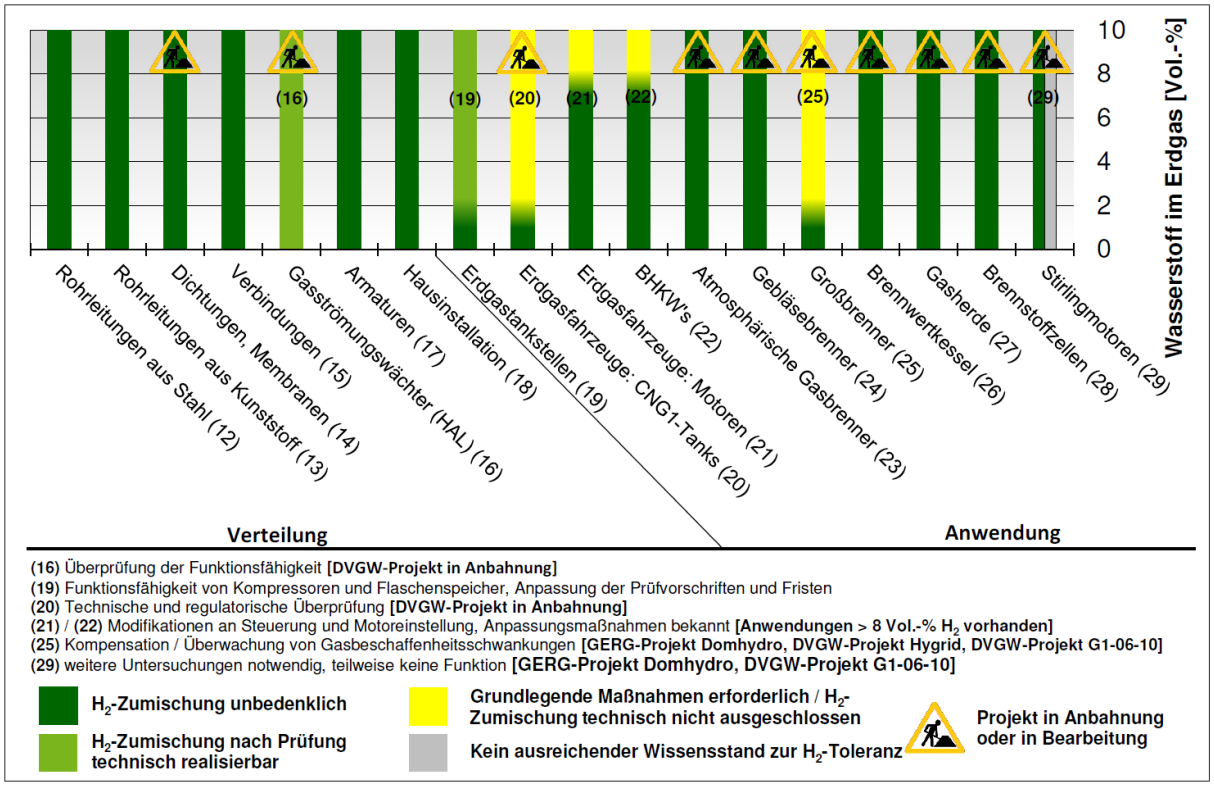


Abbildung 2 Wasserstofftoleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung [13]

Die Autoren kommen für den Konzentrationsbereich bis 10 Vol.-% zu dem Ergebnis, dass lediglich zwei Einzeltechnologien auf der Anwendungsseite die aktuellen Flaschenhälse für Wasserstoffbeimengungen ins Erdgas darstellen: Die Tanks der Erdgas-Fahrzeuge (CNG) und Großbrenner. Grundsätzlich sei eine Beimischung nicht ausgeschlossen, jedoch seien grundlegende Maßnahmen (Forschung und Entwicklung) zur Ertüchtigung dieser beiden Technologien erforderlich [13].

Burmeister *et al.* bestimmten für eine angenommene 5 Vol.-% Beimischung bundeslandscharf die **ins Erdgasnetz einspeisbare Wasserstoffmenge** jeweils für ein Minimal- und ein Maximalszenario. Aufgrund seines hohen Erdgasdurchsatzes ergeben sich in NRW die mit Abstand höchsten einspeisbaren Wasserstoffvolumina in Deutschland (etwa 0,7-1,0 Mrd. m^3/a entsprechend etwa 3 – 5 Mrd. kWh/a) [3]. Im Zuge des weiteren Netz- sowie Speicherausbaus und gleichzeitiger Technologieanpassung in Richtung erhöhter Wasserstoffverträglichkeit ist bis 2050 mit einer ansteigenden Tendenz der einspeisbaren Wasserstoffvolumina zu rechnen.

Steiner *et al.* wiesen experimentell nach, dass eine Beeinflussung von **Gasmengenmessungen** mittels eines Turbinenradgaszählers bis 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas „praktisch ausgeschlossen“ werden kann [15]. Auch eine Beeinflussung eines Ultraschallgaszählers war nicht zu erkennen [15].

Zur Integration noch größerer Mengen Wasserstoff ist der Schritt der **Methanisierung** (siehe Steckbriefe) zur Erzeugung von sogenanntem synthetischem Erdgas (SNG) unabdingbar, welches dann ohne die für Wasserstoff geltenden Limitierungen als **Austauschgas** in die bestehende Erdgasinfrastruktur eingespeist werden kann.

Bei der Konditionierung muss beachtet werden, dass eine Wasserstoffeinspeisung die Klopffestigkeit (die Methanzahl) des Grundgases senkt. In der DIN 51624 ist für Erdgas als Kraftstoff eine Mindestmethanzahl von 70 festgelegt worden. Z.B. Inertgase wie Stickstoff oder Kohlenstoffdioxid können dies kompensieren [9]. Auf die große Thematik Gas-Konditionierung soll hier nicht weiter eingegangen werden.

[1] Icha, Petra: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013)

[2] 113. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland Berichtsjahr 2011, Herausgeber: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Hauptausschuss Statistik, Verantwortliche in der BDEW-Hauptgeschäftsstelle: Florentine Kiesel; ISBN 978-3-89554-194-0 (2013)

[3] Burmeister, Frank ; Senner, Janina ; Brauner, Jens ; Albus, Rolf: Potenziale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz - eine saisonale Betrachtung. In: energie | wasser praxis, gat-spezial. Bd. 6 (2012)

[4] Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Gas 2013 (2013)

[5] FNB Gas Die Fernleitungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. Berlin, 2017

[6] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist - EnWG

[7] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV); „Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 15 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist“ (2013)

[8] Bundesnetzagentur: Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze. URL http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4_node.html. - abgerufen am 2014-03-19

[9] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Gasbeschaffenheit; Jan 2000, Mai 2008, Mrz 2013

[10] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung; Nov 2004, Sep 2011

[11] Bauer et al.: Underground Sun Storage: Erneuerbare Energien untertage speichern. In: energie | wasser-praxis (2014), S. 50–54

[12] Underground Sun.Storage. URL http://www.underground-sun-storage.at/

[13] Müller-Syring, Gert ; Henel, Marco: Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, DVGW-Förderkennzeichen G 1-02-12 (Abschlussbericht)

[14] Müller-Syring, Gert ; Henel, Marco: Auswirkungen von Wasserstoff im Erdgas in Gasverteilnetzen und bei Endverbrauchern. In: gwf-Gas |Erdgas Bd. Power-to-Gas Fachberichte (2014), S. 310–313

[15] Steiner, Klaus ; Mozgovoy, Alexey ; Vieth, Detlef: Einfluss von Wasserstoff auf die Hochdruckfehlerkurve von Erdgaszählern. In: gfw-Gas | Erdgas (2013)

GASTURBINEN UND GAS-UND-DAMPF-KRAFTWERKE

Technische Daten

Technologie	Gasturbinen (Open Cycle Gas Turbine - OCGT)				Gas-und-Dampf Kraftwerk (Combined Cycle Gas Turbine - CCGT)			
	2017	**2020**	**2030**	**2050**	**2017**	**2020**	**2030**	**2050**
Wirkungsgrad [%]	34-46	→	→	→	54-60	→	→	→
Verfügbarkeit [%]	85-90	→	→	→	85-91	→	→	→
Eigenverbrauch [%]	1-3				1,5-5			
Lasttransient [%/min]	8-20	→	→	→	2-8	→	→	→
Mindestlast [%]	0-30	→	→	→	15*-50	→	→	→
Anlaufzeit (warm) [h] **	0,1-1	→	→	→	1-4	→	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25-30	→	→	→	25-40	→	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	100***-400	→	→	→	100-900 ****	→	→	→
CO_2-Faktor [tCO_2/MWh]	0,44-0,55	→	→	→	0,32-0,33	→	→	→
Bestand in Deutschland [MW]	1917 *****	→	→	→	17960	→	→	→
Bestand in NRW [MW]	610 ******	→			7281	→		

Quellen: [1–3]

Kosten in €

Technologie	Gasturbinen (Open Cycle Gas Turbine - OCGT)				Gas-und-Dampf Kraftwerk (Combined Cycle Gas Turbine - CCGT)			
	2017	**2020**	**2030**	**2050**	**2017**	**2020**	**2030**	**2050**
Investitionskosten [€/kW]	380-800	→	→	→	675-1210	→	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWa]	9-20	→	→	→	17-20	→	→	→
Variable Betriebskosten [€/MWh]	1,2-4	→	→	→	1,3-5	→	→	→

Quellen: [1]

*Bei auskoppelbarem Dampfprozess.
**Stillstandszeit der Anlage: 8-60 Stunden.
***Kleinere Anlagengrößen sind möglich.
****Kleinere Anlagengrößen sind möglich.
*****nur Kraftwerke ab 100 MW
******nur Kraftwerke ab 100 MW

Stand der Technik und Potenzial

Funktionsweise: In Gasturbinen (OCGTs – Open Cycle Gas Turbines) wird, ähnlich einer Flugzeugturbine, die im Kompressor verdichtete Luft mit dem Gas vermischt und entzündet, wodurch ein Hochdruck-Gemisch von hoher Temperatur entsteht, das die nachgelagerte Turbine antreibt. Im mit der Turbine verbundenen Generator wird die Rotationsenergie anschließend in Elektrizität umgewandelt.

In Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD / CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) werden Gasturbinen (OCGTs – Open Cycle Gas Turbines) mit nachgelagerten Dampfturbinen kombiniert. Dabei wird die Abwärme der Gasturbine genutzt, um Dampf zu erzeugen. Dieser Dampf wird anschließend in die Dampfturbine geführt. Auch die Dampfturbine ist mit einem Generator, der Rotationsenergie anschließend in Elektrizität umgewandelt, verbunden. So erreichen Gas-und-Dampf-Kraftwerken kumulierte Wirkungsgrade von über 55 %.

Das in Gasturbinen und GuD-Kraftwerken verwendete Erdgas wird über das **Gasnetz und Gaspipelines** zum Kraftwerk transportiert. Dabei kann auch über PtG gewonnenes Methan zur Anwendung kommen. Erste Forschungsergebnisse für Gasturbinen, die mit purem Wasserstoff betrieben werden, liegen vor [4]. Wasserstoff-Gasturbinen sind jedoch noch weit von der Serienreife entfernt.

Im Gegensatz zu einem Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GuD / CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) sind Gasturbinen nicht mit einem nachgelagerten Dampfkreislauf verbunden. Dies schlägt sich in der **Flexibilität** von Gasturbinen nieder: Mit im Vergleich zu anderen konventionellen Kraftwerken sehr hohen Lastgradienten von bis zu 30 %/min, Anlaufzeiten von weniger als einer halben Stunde und einer Mindestlast von 0-30 % gehören sie zu den flexibelsten Kraftwerken. Die sehr hohen Lastgradienten von bis zu 30 %/min bei Gasturbinen resultieren aus einer vergleichsweise direkteren Steuerung der Gaszufuhr. Jedoch sind auch bei GuD Kraftwerken Gradienten von 12 %/min und Anlaufzeiten von wenigen Stunden möglich, insbesondere, wenn der Dampfprozess entkoppelt und somit die höhere **Flexibilität** der Gasturbine ausgeschöpft werden kann. Im Vergleich zu GuD-Kraftwerken mit einer **Effizienz** von 54-60 % haben Gasturbinen eine geringere Effizienz von 38-46 % und werden daher ausschließlich als Lastspitzen-Kraftwerke verwendet. Einzig Gasmotoren erreichen noch kürzere Anlaufzeiten und sind damit noch flexibler [5].

Das zukünftige Elektrizitätssystem ist geprägt von häufigeren und steileren Rampen der Residuallast. Flexible Gasturbinen stellen in Konkurrenz mit den anderen Flexibilitätsoptionen Lastmanagement, Netzen, PtX-Prozessen und Stromspeicher eine Option dar, um Angebot und Nachfrage im Elektrizitätssystem auch bei schnellen Schwankungen auszugleichen. Mit einem **CO_2-Faktor** von 400-550 Kilogramm CO_2 pro MWh Elektrizität schneiden Gasturbinen aufgrund ihrer geringeren Effizienz im Vergleich zu GuD-Kraftwerken (320-330 Kilogramm CO_2 pro MWh Elektrizität) schlechter ab. Im Vergleich zum CO_2-Ausstoss eines Steinkohlen- oder Braunkohlenkraftwerks ist der CO_2-Faktor einer Gasturbine etwa halb so groß. Bei Einsatz von CO2-neutralem synthetischem PtX-Gas können Gasturbinen perspektivisch CO2-neutral betrieben werden.

Gasturbinen sind durch vergleichsweise **geringe Investitionskosten** von 380-800 €/kW gekennzeichnet und stellen damit eine attraktive Option dar, zu geringen Kapitalkosten kurzfristig gesicherte Leistung bereitstellen zu können. Da Gasturbinen bisher, aufgrund hoher Brennstoffkosten, nur als Lastspitzen-Kraftwerke

Verwendung finden, beläuft sich die installierte Kapazität in Deutschland auf geringe 3.2 GW und in NRW auf 0.6 GW [3]. Ihr Beitrag am Strommix fällt daher sehr klein aus.

GuD-Kraftwerke sind durch vergleichsweise **mittlere Investitionskosten** von etwa 700-1200 € gekennzeichnet. Die installierte Kapazität in Deutschland ist mit ca. 19 GW größer als die der „reinen" Gasturbinen. Für NRW beläuft sich die installierte Kapazität auf 7 GW [3]. Ihr Beitrag am derzeitigen Strommix fällt gegenüber Braun- und Steinkohlekraftwerken gering aus.

[1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, 2013

[2] Müller, Simon ; de Sisternes, Fernando ; Portellano, Alvaro ; Patriarca, Edoardo ; Göritz, Anna ; Moeller, Daniel ; Peter, Jakob: The Power of Transformation. Paris : IEA, 2014

[3] UBA: Kraftwerke in Deutschland ab 100 MW. URL https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland

[4] Enel: Electricity from hydrogen with combined cycles - The Fusina Project, 2011

[5] IEA: Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System, 2012

KATALYTISCHE METHANISIERUNG

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
Temperaturbereich / °C	200 – 750 [1], [2]	→	→	→
Druckbereich / bar	4 – 80 [2]	→	→	→
CO_2-Umsatz / %	80-95 [3]	→	→	→
CH_4-Selektivität / %	≥ 99 [4]	→	→	→
Kommerziell erhältliche Katalysatoren	Ni- od. Ru-basiert [3]			
GHSV / h^{-1}	3.000 – 6.000 [2]	→	→	→
Katalysatorstandzeit / h	24.000 [2]	↗	↗	↗
Wirkungsgrad / %	70 – 85 [2]	→	→	→
Teillastfähig	Bislang niedrig	↗	↗	↗

Kosten in €

	2014/2016	2020	2030	2050
Investitionskosten (CAPEX) / 1000 € / kW	1,0 – 4,0 [5], [6]	1,0 – 2,0 [5], [6]	0,8 – 1,2 [5], [6]	0,8 – 1,3 [5], [6]
Produktionskosten* / 1000 € / t_{CH4}	1,3 – 7,7 [6], [7]			
Katalysatorkosten / € / kg	250 [2]			

*CAPEX: 1350 €/kW, Zinssatz: 6 %, OPEX: 5 % des CAPEX, Strombezugskosten: 1 - 10 ct/kWh, 7000 h/a

Stand der Technik und Potenzial

Die Umsetzung von Kohlenoxiden mit Wasserstoff zu Methan wurde erstmals 1902 von Paul Sabatier beschrieben. Bei der Reaktion von Kohlenmonoxid (CO) bzw. Kohlendioxid (CO_2) mit Wasserstoff (H_2) nach Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 handelt es sich um eine stark exotherme Gleichgewichtsreaktion, die unter Volumenabnahme abläuft, weshalb hohe Drücke und niedrige Temperaturen die Produktbildung begünstigen.

$$CO + 3\ H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O \qquad \Delta_R H = -206\ kJ/mol \qquad (Gl.\ 1)$$

$$CO_2 + 4\ H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2\ H_2O \qquad \Delta_R H = -165\ kJ/mol \qquad (Gl.\ 2)$$

Der technische Prozess der Methanisierung wurde für die Umsetzung von Kohlenmonoxid aus der Kohlevergasung unter Verwendung eines heterogenen Katalysators in den 1930er Jahren entwickelt. Als mögliche Katalysatoren kommen Übergangsmetalle der VIII Gruppe des Periodensystems sowie Edelmetalle in Frage. Kommerzielle Methanisierungskatalysatoren basieren in der Regel auf Nickel als aktiver Komponente, da dieses deutlich billiger und verfügbarer ist als das aktivere Ruthenium [8]. Aufgrund der starken Wärmeentwicklung bei der Methanisierung nimmt die Wärmekontrolle bzw. die Wärmeabfuhr eine zentrale Rolle bei der technischen Umsetzung eines solchen Verfahrens ein. So sind gestufte Prozesse mit adiabaten oder isothermen Reaktoren oder Kombinationen aus diesen umgesetzt worden. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die verschiedenen industriellen Verfahren, welche Mitte bis Ende des vergangenen Jahrhunderts für die Erzeugung von synthetischem Erdgas aus Kohle entwickelt wurden.

Tabelle 1: Technische Konzepte zur Methanisierung [9–11]

Name	**TREMP**	**Hicom**	**Lurgi/ Sasol**	**RMP**	**Bi-Gas**	**Comflux**	**LPM**	**Linde**
Entwickler	Haldor Topsøe	British Gas Corp./ Lurgi	Lurgi	Ralph M. Parson Co.	Bituminous Coal Research Inc.	Thyssengas / EBI (PSI)	Chem. Systems	Linde
Reaktortyp	Festbett	Festbett	Festbett	Festbett	Wirbel-schicht	Wirbel-schicht	Blasen-säule	Festbett
Stufen	3	4	2	4-6	1	1	1	2
Druck / bar	30	25-70	18	1-70	86	20-60	70	k.A.
Temperatur / °C	300-700	230-640	450	315-780	k.A.	400-500	340	k.A.
Jahr	1980	1981	1974	1974	1965	1980 (2008)	1976	1970er
Stand	komm.	komm.	komm.	k.A.	Pilot	Pilot	Techn.	k.A.

Aktuell sind zwei kommerzielle Methanisierungsverfahren etabliert [9]: Zum einen das Lurgi-Verfahren von Air Liquide und zum anderen das TREMP-Verfahren von Haldor Topsøe. Beide Verfahrenskonzepte beruhen auf der Verwendung von in Reihe geschalteten Festbettreaktoren sowie einer adiabaten Reaktionsführung mit Recyclesträmen (siehe Abbildung). Angebotene Katalysatoren der BASF bzw. von Haldor Topsøe wurden hinsichtlich ihrer Temperaturstabilität optimiert. So können die ersten Reaktorstufen bei höheren Temperaturen betrieben werden, wodurch etwa 85 % der freiwerdenden Reaktionswärme zur Vorheizung bzw. zum Betrieb von Dampfturbinen genutzt werden kann.

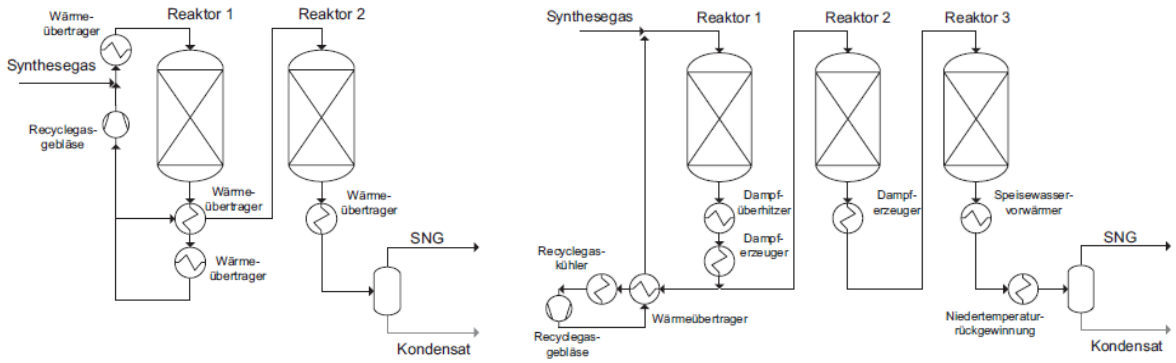


Abbildung 1: Schematischer Aufbau der Lurgi-Methanisierung (links) und des TREMP-Verfahrens (rechts) [12]

Eine weitere Verfahrens-Option, die aufgrund Ihrer geringen Komplexität vielversprechend in Bezug auf die Errichtung von Anlagen mit kleiner bis mittlerer Kapazität ist, ist der Linde-Prozess [13]. Dieser ist ursprünglich für die Methansynthese entwickelt und für die Methanolsynthese adaptiert und erprobt worden und beinhaltet einen isothermen sowie einen adiabaten Reaktor. Der isotherme Reaktor besteht aus einem Rohrbündelwärmeübertrager mit innenliegender Kühlung. Das Eduktgas wird zunächst vorgewärmt und dann (ggf. zusammen mit Dampf) beiden Reaktoren zugeführt. Ein Teil des Produktgases aus dem isothermen Reaktor wird zur Erhöhung des Umsatzes ebenfalls dem adiabaten Reaktor zugeführt, der andere Teil wird mit dem Produktgas des adiabaten Reaktors in den Kondensator geleitet und verlässt diesen als SNG (siehe Abbildung).

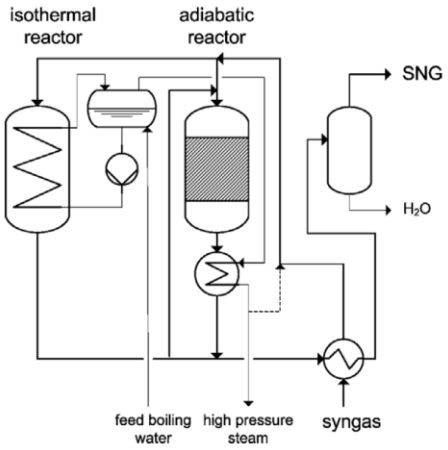


Abbildung 2: Schematischer Aufbau des Linde-Verfahrens [9], [13]

Die vorgestellten Verfahren sind für die Methanisierung von CO bzw. für die Methanolsynthese entwickelt worden, lassen sie sich jedoch prinzipiell auf die Methanisierung von CO_2 adaptieren. So ließe sich elektrolytisch erzeugter H_2 aus erneuerbaren Energiequellen mit CO_2 zu Methan umsetzen und im Erdgasnetz speichern [14]. Die Reaktion verläuft sehr selektiv zu Methan, weshalb bei entsprechender Anlagenauslegung zum Erreichen einer vorgegebenen Produktqualität eine Aufreinigung des erhaltenen Produktgases vor einer Einspeisung ins Erdgasnetz nicht erforderlich ist. Durch die Verwendung von Biomassestämmigem CO_2 bzw. von rückgewonnenem CO_2 aus Kraftwerksanlagen, Stahlproduktion etc. kann ein solches Verfahren neben der

Erschließung von Strom aus erneuerbaren Energien für andere Sektoren auch zur Reduzierung des Treibhausgases CO_2 beitragen.

Erste Versuchs- und Pilotanlagen zur Umsetzung einer solchen Power-to-Gas-Prozesskette auf Basis der für die Methanisierung von CO entwickelten Katalysatoren sind in Betrieb gegangen [15–19]. Das prominenteste Beispiel einer derartigen Anlage ist die Audi e-Gas-Anlage im Niedersächsischen Werte. An einem Biogasanlagenstandort wurden dort durch die Firma ETOGAS eine Elektrolyseeinheit mit 6 MW Anschlussleistung, eine Methanisierungsanlage mit Festbettreaktor und polytroper Prozessführung sowie alle erforderlichen Einheiten zur Kopplung der Anlagenteile mit der Biogasanlage einerseits und mit dem Erdgasnetz andererseits errichtet. Die Anlage ist 2013 in Betrieb gegangen und hat das Potenzial ca. 1.000 t Methan pro Jahr ins Erdgasnetz einzuspeisen [20].

Der Anlagenverbund derartiger Prozessketten, bestehend aus Wasserelektrolyse, Methanisierungs-reaktor und Einspeiseanlage, hat nach [6] unter heutigen Voraussetzungen beträchtliche Investitionskosten in Höhe von mindestens 1.000 bis 1.700 €/kW_{el}, nach [7] sogar bis zu 5.000 €/kW_{el} wobei gegenwärtige Anlagen Demonstrations- und Pilotanlagen sind und daher nur begrenzt Rückschlüsse auf die mittel- und langfristigen Investitions- und Betriebskosten großskaliger Anlagen zulassen.

Da die kommerziell erhältlichen Katalysatoren für die Methanisierung von CO entwickelt wurden, besteht hier noch entsprechender Forschungsbedarf hinsichtlich deren Optimierung für die Katalysatoren sowie die erforderlichen Prozesse und Reaktoren einer Methanisierungsanlage mit dem Fokus auf die CO_2-Methanisierung. Da der aus erneuerbaren Energiequellen stammende Strom in der Regel starken Schwankungen unterliegt, gilt es unter anderem zu überprüfen, wie flexibel die Verfahren bzw. Katalysatoren diese Schwankungen bewältigen können und inwieweit die derzeit kommerziell erhältlichen Katalysatoren für diese speziellen Anforderungen geeignet sind.

Aktuelle Forschungsschwerpunkte befassen sich mit der Entwicklung von Katalysatoren und Prozessen. Die Herausforderung „liegt in der Flexibilisierung der Anlagen für den Einsatz in der Energiewende, in der Kostenreduktion der Komponenten und im nachhaltigen Betrieb über erneuerbare Strombezugskonzepte [7]“. Zur Festlegung, inwieweit die Verfahren bzw. welches dieser Verfahren zur Stromspeicherung besser geeignet ist, müssen auf Grundlage der zu ermittelnden Katalysator-Leistung entsprechende Methanisierungsanlagen ausgelegt und die daraus resultierenden Investitions- und Betriebskosten abgeschätzt werden. Hier gilt es auch zu beurteilen, ob z.B. eine Reinigung des verwendeten CO_2 im Gesamtprozess wirtschaftlich ist oder ob die Entwicklung neuer robusterer Katalysatoren für diese Anwendung erforderlich ist.

Aufgrund der breiten Variation der Anforderungen an Methanisierungsreaktoren, die durch die spezielle Anwendung und lokalen Voraussetzungen beschrieben werden, wird es in Zukunft nicht ein bevorzugtes Reaktorkonzept zur katalytischen Methanisierung geben. Vielmehr werden höchst wahrscheinlich unterschiedliche Reaktorkonzepte basierend auf adiabaten oder gekühlten Festbettreaktoren und Wirbelschichtreaktoren eine Rolle spielen [11].

[1] Trimis, Dimosthenis ; Anger, Stephan: Potenzial der thermisch integrierten Hochtemperaturelektrolyse und Methanisierung für die Energiespeicherung durch Power-to-Gas (PtG). In: gfw Gas Bd. 155 (2014), Nr. 1–2, S. 50–59
[2] Grond, Lukas ; Schulze, Paula ; Holstein, Johan: Systems Analyses Power to Gas (Final Report Nr. GCS 13.R.23579). Groningen : KEMA Nederland B.V, 2013
[3] Schoder, Melanie ; Armbruster, Udo ; Martin, Andreas: Heterogen katalysierte Hydrierung von Kohlendioxid zu Methan unter erhöhten Drücken. In: Chemie Ingenieur Technik Bd. 85 (2013), Nr. 3, S. 344–352
[4] ZSW: Power-to-Gas: ZSW-Methan erreicht Erdgasqualität (2013)
[5] Wunderlich, Clemens ; Fiedler, Swantje ; Kunz, Claudia: Metaanalyse Investitionskosten der Energiewende-Technologien (Metaanalyse) : Agentur für Erneuerbare Energien, 2016
[6] Ausfelder ; Fischedick ; Münch ; Sauer: »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Analyse) : Dechema, acatech, ISE, KIT ..., 2017 — ISBN 978-3-9817048-9-1
[7] Sterner, M. ; Stadler, I. (Hrsg.): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2., korrigierte und ergänzte Auflage. Aufl. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2017 — ISBN 978-3-662-48892-8
[8] Ertl, Gerhard ; Knözinger, Helmut ; Schüth, Ferdi ; Weitkamp, Jens: Handbook of Heterogeneous Catalysis, 8 Volume Set : Wiley, 2008 — ISBN 978-3-527-31241-2
[9] Kopyscinski, Jan ; Schildhauer, Tilman J. ; Biollaz, Serge M. A.: Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009. In: Fuel Bd. 89 (2010), Nr. 8, S. 1763–1783
[10] Bajohr, Siegfried ; Götz, Manuel ; Graf, Frank ; Ortloff, Felix: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. In: gwf-Gas | Erdgas (2011), Nr. 04, S. 200–210. — UGN
[11] Schildhauer, T. J. ; Biollaz, S. M. A. (Hrsg.): Synthetic natural gas from coal, dry biomass, and power-to-gas applications. Hoboken, New Jersey : Wiley, 2016 — ISBN 978-1-118-54181-4
[12] Rönsch, Stefan ; Ortwein, Andreas: Methanisierung von Synthesegasen - Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. In: Chemie Ingenieur Technik Bd. 83 (2011), Nr. 8, S. 1200–1208
[13] Lohmüller, R.: Methansynthese mit kombinierten isothermen und adiabaten Reaktoren, Berichte aus Technik und Wissenschaft. München : Linde, 1977
[14] Sterner, Michael: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems limiting global warming by transforming energy systems. Kassel, Kassel Univ. Press, 2009
[15] Audi: Pressemitteilung 06/2013 (2013)
[16] ZSW ; IWES ; Solarfuel: Verbundprojekt „Power-to-Gas“ (2011)
[17] Pressemitteilung 12/2011: http://www.iwes.fraunhofer.de/de/highlights20112012/power-to-gas-_-in-situ-methanisierung-mit-biogas---.html. In: IWES (Hrsg.) (2011)
[18] Liese, T. ; Buschsieweke, F. ; Sailer, B. ; Ruland, H. ; Muhler, M. ; Bär, L.: Erdgas als Riesenakku. In: energie | wasser-praxis Bd. 10 (2013), Nr. 64, S. 14–19
[19] Ghaib, Karim: Das Power-to-Methane-Konzept, essentials. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017 — ISBN 978-3-658-19725-4
[20] Audi Technology Portal - Audi e-gas. URL https://www.audi-technology-portal.de/de/mobilitaet-der-zukunft/audi-future-lab-mobility/audi-future-energies/audi-e-gas. - abgerufen am 2017-12-21. — Audi Technology Portal

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (KWK)

Technische Daten

	2016	2020	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	35-111	→	→	→
Verfügbarkeit [%]	85-95	→	→	→
Eigenverbrauch [%]	1,5-6			
Lasttransient [%/min]	0,6-12	→	→	→
Mindestlast [%]	15-60	→	→	→
Anlaufzeit (warm) [h]	0,1-8	→	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25-45	→	→	→
Typische Anlagengröße [MW_{el}]	0,001-1000			
CO_2-Faktor [tCO_2/MWh]	0-0,9	→	→	→
Bestand in Deutschland [MW_{el}], Stand 2017	39020			
Bestand in NRW [MW_{el}], Stand 2017	12824			

Quellen: [1–6]

Kosten in €

	2016	2020	2030	2050
Investitionskosten [€/kW]	443-5483	→	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWa]	10-267			
Variable Betriebskosten [€/MWh]	3-55			

Quellen: [1]

Stand der Technik und Potenzial

Der Endenergiebedarf in Deutschland in Form von Wärme betrug 1315 TWh in 2015, was mehr als der Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs entspricht [7]. Da Wärme eine einfach zu erlangende Energieform darstellt, die zudem bei vielen Prozessen als Nebenprodukt anfällt, ergibt sich daraus ein großes Potenzial zur Effizienzsteigerung, z.B. mittels Kraft-Wärme-Kopplung.

Funktionsweise: Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) versteht man Prozesse, bei denen bei der Stromerzeugung anfallende Wärme systematisch genutzt wird [8]. Diese Kopplung ist in den meisten herkömmlichen Stromerzeugungsanlagen nicht vorhanden, wodurch ein großer Teil an Abwärme anfällt (40-70 % der Eingangsenergie, bei Wirkungsgraden von 30-60 %). Bei Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kann hingegen ein **Wirkungsgrad** bis zu 111 % (bei den BHKW mit Brennwerttechnik) erreicht werden [6], liegt doch meistens in dem Bereich bis zu 90 % [2].

Kraft-Wärme-Kopplung findet in kleinen Blockheizkraftwerken (BHKW) auf Haushaltsebene bis hin zu Gas-und-Dampf Heizkraftwerken (GuD-HKW) Anwendung. Der **verwendete Brennstoff oder die Wärmequelle** variiert dabei je nach verwendeter Technologie (Biomasse oder Erdgas bei vielen BHKWs und GuD-HKWs,

Braunkohle bei Braunkohle-HKWs, Erdwärme bei Geothermie-HKWs, Sonnenenergie bei solarthermischen HKWs und solarthermischen Entsalzungsanlagen).

Eine KWK-Anlage kann wärme- oder stromgeführt betrieben werden. Bei der **wärmegeführten Fahrweise** wird die Anlage entsprechend des momentanen Wärmebedarfs betrieben und die Lastanforderungen auf Stromseite werden unbeachtet gelassen. Wird die Anlage hingegen **stromgeführt** betrieben, so wird sie unter Beibehaltung des KWK-Prinzips nicht allein entsprechend des Wärmebedarfs gefahren, sondern auch entsprechend des Strombedarfs. Besteht zu einem spezifischen Zeitpunkt kein Bedarf an Stromerzeugung, bleibt die KWK-Anlage ausgeschaltet und der Wärmebedarf wird mithilfe des Wärmespeichers oder Heizkessels abgedeckt [8]. Gewisse Anlagen bieten auch die Möglichkeit, das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung anzupassen. Damit kann z.B. auf eine Situation mit geringem Strombedarf bei gleichzeitig erhöhtem Wärmebedarf reagiert werden.

Die **Flexibilität** von KWK-Anlagen in Hinblick auf die Stromerzeugung ist bei der wärmegeführten Fahrweise naturgemäß geringer als bei der stromgeführten Fahrweise. Im zukünftigen Elektrizitätssystem werden zur Deckung der Residuallast die Flexibilitätsoptionen Netze, Speicher, Lastmanagement und flexible konventionelle Kraftwerke miteinander in Konkurrenz stehen. Vor diesem Hintergrund ist eine stromgeführte Fahrweise zur Erlangung einer flexiblen Fahrweise der Anlage erstrebenswert. Wärmespeicher zur Entkopplung der Wärmeerzeugung und Heizstäbe zur kurzfristigen Verwendung von günstiger Elektrizität stellen technologische Optionen zur Flexibilisierung einer KWK-Anlage dar.

Die Nettostromerzeugung von KWK betrug im Jahr 2015 rund 102 TWh, was einem Anteil an der Gesamt-Nettostromerzeugung von ca. 16 % entspricht. Über die Hälfte des KWK-Stroms wurde in gasbefeuerten KWK erzeugt.

Ab dem Jahr 2016 wurde das bisher auf die Gesamtnettostromerzeugung bezogene bundesweite Ziel von 25 % KWK-Anteil bis 2020 durch ein absolutes Mengenziel ersetzt: die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen soll auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 sowie auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 erhöht werden [9].

[1] DIW: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, 2013
[2] IEA: Co-Generation and Renewables: Solutions for a Low-Carbon Energy Future, 2011
[3] Müller, Simon ; de Sisternes, Fernando ; Portellano, Alvaro ; Patriarca, Edoardo ; Göritz, Anna ; Moeller, Daniel ; Peter, Jakob: The Power of Transformation. Paris : IEA, 2014
[4] IEA: Power Generation from Coal, 2010
[5] BNetzA: Kraftwerksliste (2017)
[6] Hartmann, Hans ; Roßmann, Paul ; Link, Heiner ; Marks, Alexander: Erprobung der Brennwerttechnik - bei häuslichen Holzhack-schnitzelfeuerungen mit Sekundärwärmetauscher : Technologie- und Förderzentrum (TFZ) im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe, 2004
[7] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen E.V.: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015, 2016
[8] BEE: Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt, 2013
[9] UBA: Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). URL https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung-kwk

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (KWK) MIT BRENNSTOFFZELLEN (BZ)

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el} (Mikro KWK)				
Stadium	Ausarbeitungsphase / Markteinführung		Wachstums-phase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, SOFC			
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf H_i) / %	85 – 95 [1]	↗	→	
davon elektrischer Wirkungsgrad / %	33 – 60*[1]	↗	→	
davon thermischer Wirkungsgrad / %	25 – 62 [1]	→	→	
Stromkennzahl σ / –	0,5 – 2,5 [1]	↗	→	
CO_2–Einsparung ggb. Strom Mix / %	< 40 [2]	→	↘	
Energieträger	Erdgas			
			*60 % Wirkungsgrad derzeit mit SOFC-Technik realisiert [1]	
Leistungsklasse ab 100 kW_{el} (BHKW)				
Stadium	Markteinführung	Wachstums-phase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, PAFC, MCFC			
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf H_i) / %	90- 91 [3–6]	→	→	
davon elektrischer Wirkungsgrad / %	42 – 60 [3–6]	→	→	
davon thermischer Wirkungsgrad / %	45- 50 [3–6]	→	→	
Stromkennzahl σ / –	0,93 [3]	↗	→	
CO_2–Einsparung ggb. Strom Mix / t/a	400 [3]	→	↘	
Energieträger	Erdgas, Biogas, H_2			

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW_{el})	15 – 25 [7], [8]	↘	10	
Instandhaltungskosten (ct / kWh_{el})	4,6 [9]	↘	→	
Generalüberholung (1000 € / kW_{el})	k.A.			
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW_{el})	8 – 10	↘	→	
Instandhaltungskosten (ct / kWh_{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW_{el})	k.A			

Stand der Technik und Potenzial

Technologie

Brennstoffzellen sind hocheffiziente, elektrochemische Stromerzeuger, die ohne den Umweg über Wärme die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie direkt in Elektrizität umwandeln. Die Technologie basiert dabei auf der Umkehrung der Wasserelektrolyse, d.h. aus den Gasen Wasserstoff und Sauerstoff entsteht unter Abgabe elektrischer Energie und Wärme als nahezu einziges Reaktionsprodukt Wasser. Als Hauptanwendungsgebiet für stationäre Brennstoffzellen-systeme wird die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung auf Erdgasbasis betrachtet. Bei den Anlagengrößen gibt es im Wesentlichen zwei Entwicklungsrichtungen, das Kleinsystem (Mikro-KWK) mit einer elektrischen Leistung von bis zu 5 kW zur Versorgung von Wohngebäuden mit Strom und Wärme [10] und das Blockheizkraftwerk mit einigen hundert kW elektrischer Leistung zur Kraft-Wärme Kopplung. Der Leistungsbereich von 10 kW bis ca. 100 kW spielt in der Betrachtung von stationären Brennstoffzellen bislang eine untergeordnete Rolle. Im Vergleich zu konventionellen KWK-Technologien weisen Brennstoffzellesysteme insbesondere den Vorteil auf, hohe Stromkennzahlen von bis zu 2,5 zu erreichen. So können hohe Jahresnutzungsgrade und in Kombination mit Wärmespeichern (siehe Steckbrief „Wärmespeicher“) hohe Wärme-Deckungsgrade erzielt werden. Hohe elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 % und Gesamtwirkungsgrade von bis zu 95 % sowie das Potenzial des besonders schadstoff- und geräuscharmen Betriebs machen Brennstoffzellen insgesamt zu einer viel versprechenden Technologie. Die erzielbaren CO2-Einsparungen gegenüber den durchschnittlichen CO2-Emissionen des deutschen Strom Mixes können dabei bis zu 40 % betragen [2].

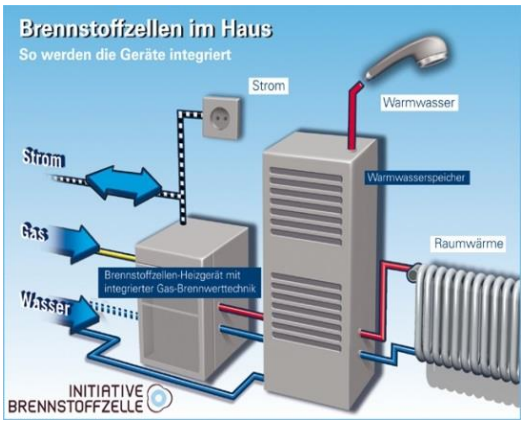


Abbildung 1: Funktionsprinzip der Kraft-Wärme-Kopplung zur Hausenergieversorgung [11]

Für Mikro-KWK-Anwendungen wird Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEMFC) sowie Oxidkeramischen Brennstoffzellen (SOFC) ein hohes Anwendungspotenzial zugesprochen. Als Energieträger wird in der Regel Erdgas verwendet. Dieser wird durch einen vorgeschalteten Reformierungsprozess unter Zugabe von Wasser und/oder Luft in ein Wasserstoff und Kohlenmonoxid haltiges Synthesegas umgewandelt. Die Komplexität dieses Prozesses hängt maßgeblich von der Kohlenmonoxid-Verträglichkeit des Brennstoffzellentyps ab. Während bei SOFC-basierten Anlagen das erzeugte Synthesegas direkt der Brennstoffzelle zugeführt und dort über die elektrochemische Reaktion verstromt werden kann, erfordert die PEM-Technologie weitere Reaktionsstufen zur Reduzierung des Kohlenmonoxidanteils auf unter 2 % (Hochtemperatur-PEM-BZ) bzw. auf unter 30 ppm (Niedertemperatur-PEM-BZ). Brennstoffzellen basierte Mikro-KWK-Anlagen können prinzipiell auch mit

reinem Wasserstoff betrieben werden. Aufgrund fehlender Infrastruktur im Gebäudesektor wird diese Möglichkeit bislang noch nicht in Betracht gezogen.

Für BHKW-Anlagen mit einigen hundert kW elektrischer Leistung haben sich über PEM- und SOFC-Anlagen hinaus Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) sowie Karbonatschmelzen-Brennstoffzellen (MCFC) etabliert. Bei diesen Anlagen wird ebenfalls vornehmlich Erdgas als Energieträger eingesetzt wobei Biogas und Flüssiggas (LPG) als technische Optionen in Betracht gezogen werden können. Der vorgelagerte Reformierungsprozess ist für PAFC-Anlagen vergleichbar mit dem für HT-PEM-Anlagen, MCFC-Anlagen sind wie SOFC-Anlagen tauglich für den Betrieb mit Synthesegas.

An geeigneten Standorten mit existierender lokaler Wasserstoffinfrastruktur, wie beispielsweise der Chlorindustrie, wird vereinzelt auch reiner Wasserstoff durch Brennstoffzellen einer industriellen KWK-Nutzung zugeführt [12], [13]. Diese Anwendungen bilden derzeit noch die Ausnahmen, sie demonstrieren jedoch das Nutzungspotenzial von Wasserstoff bei einer erweiterten H_2-Infrastruktur.

Durch die Vielfalt der Brennstoffzellen-Technologie kann in zukünftigen Energiesystemen die KWK mit Brennstoffzellen demnach einen wesentlichen Beitrag leisten, um das Prinzip Power-to-Gas and Heat (PtGH) erfolgreich zu etablieren.

Marktsituation

Neue Märkte für Mikro-KWK Anwendungen zur Hausenergieversorgung auf Basis von Brennstoffzellen entwickeln sich vornehmlich in Asien und Europa. Verschiedene Unternehmen aus der Heizungs- und Energieversorgungsbranche entwickeln PEMFC- und SOFC-Systeme mit einer elektrischen Leistung von ca. 0,3 – 5,0 kW. Tabelle 2 zeigt eine Auswahl der in Deutschland verfügbaren oder im Test befindlichen Brennstoffzellenheizgeräte mit den wesentlichen Eckdaten auf.

Tabelle 2: Auswahl von Brennstoffzellenheizgeräten für Mikro-KWK [1]

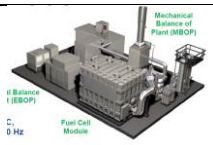
Hersteller	**Buderus**	**HEXIS**	**Junkers**	**SenerTec**	**SOLIDpower**	**Vaillant**	**Viessmann**
Typ	SOFC	SOFC	SOFC	NT-PEM	SOFC	SOFC	NT-PEM
Modellbezeichnung	Logapower FC10	Galileo 1000 N	Cerapower FC10	Dachs InnoGen	BlueGEN	xellPOWER	Vitovalor 300-P
Leistung (el/th)	0,7/0,62 kW	1,0/1,8 kW	0,7/0,62 kW	0,7/0,95 kW (modulierende Anlage)	1,5/0,61 kW	0,7/1,3 kW	0,75/1 kW
Thermische Leistung des Zusatzbrenners	7,3-24 kW	7-21 kW	7,3-21,8 kW	5,2 - 21,8 kW	extern, individuell wählbar	5,8-27 kW	5,5-19 kW
Speicher	Warmwasserspeicher 75 l, Pufferspeicher 135 l	extern, individuell wählbar	Warmwasserspeicher 75 l, Pufferspeicher 135 l	300l-Pufferspeicher mit Frischwasserstation	extern, individuell wählbar	extern, individuell wählbar	Warmwasserspeicher 46 l, Trinkwasserspeicher optional auf 300 l erweiterbar, Pufferspeicher 170 l
Elektrischer Wirkungsgrad	45 %	35 %	45 %	37,7 % (Volllast)	bis zu 60 %	33 %	37 %
Gesamtwirkungsgrad	85 %	95 %	85 %	90 %	bis zu 85 %	93 %	90 %
Abmessungen in mm (B x T x H)	1200 x 600 x 1800	620 x 580 x 1650	1200 x 600 x 1800	Brennstoffzellen-Heizgerät: 453 x 728 x 1054 Gesamtsystem: 1250 x 1060 x 1800	600 x 660 x 1100	595 x 690 x 1646	1085 x 595 x 1998
Gewicht in kg	Gesamtsystem 304 kg in Modulbauweise, max. Modulgewicht 112kg	210	Gesamtsystem 304 kg in Modulbauweise, max. Modulgewicht 112kg	Gesamtsystem ca. 355 kg in Modulbauweise	ca. 200	150	290 (Brennstoffzellenmodul 125) (Spitzenlastmodul 165)
Feldtests, Kooperationen, Demonstrationsprojekte	ene.field (EU), Kleinserie in Kooperation mit Energieversorgern	Callux (DE), Pharos (CH), ene.field (EU)	ene.field (EU)	ene.field (EU), Callux (DE)	abgeschlossen	Feldtest in Callux (DE), Kleinserie in ene.field (EU)	Januar 2013 Pretest; Juli 2013 bis März 2014 großer Feldtest, ene.field (EU)
Marktein-führung	2016	Ende 2013	2016	2016	erfolgt (2012)	2016	April 2014
Kontakt	www.buderus.de	www.hexis.com	www.junkers.com	www.derdachs.de	www.solidpower.com Tel. +49 2452 153758	www.vaillant.de	www.viessmann.com

In Japan werden derartige Systeme seit 2009 im Rahmen des Förder- und Entwicklungsprogramms „ene-farm“ beim Endkunden installiert und haben seitdem eine Stückzahl von mehr als 150.000 erreicht [7],

[14]. Gerätehersteller in Deutschland demonstrierten zwischen 2008 und 2015 mit ca. 500 installierten Geräten in dem bundesweiten Praxistest „Callux“ die Alltagstauglichkeit der Technologie. In insgesamt über 5 Mio. Betriebsstunden konnten ca. 3 Mio. kWh Strom erzeugt werden. Dabei wurden eine durchschnittliche Verfügbarkeit der Anlagen von über 96 %, elektrische Nutzungsgrade von bis zu 30 % sowie Gesamtnutzungsgrade von bis zu 90 % erreicht [15], [16]. Europaweite Feldtestaktivitäten sind unter dem 2012 gestarteten Programm „ene.field“ zu verzeichnen, worin bis zum Jahr 2017 1000 Systeme in 12 EU-Ländern installiert und erprobt werden [17]. Das Hauptaugenmerk der Feldtests in Deutschland und Europa liegt auf der Erhebung von realen Daten zu Nutzerverhalten, zu Gebäudetypen und zum Betrieb in unterschiedlichen Klimazonen mit dem Ziel, die Systemfunktion optimal auf die gegebenen Bedürfnisse anzupassen. Weitere übergeordnete Themen sind die Erhöhung der Lebensdauer, die Reduktion der System- und Servicekosten, die Erarbeitung von Normen und Standards sowie die Ertüchtigung der Zulieferindustrie. Die aus diesen Feldtestergebnissen abgeleiteten Detailfragestellungen zu Technik und Wirtschaftlichkeit werden in den kommenden Jahren auch Gegenstand der Forschung und Entwicklung sein. Insgesamt ist erkennbar, dass die Markteinführung gerade erfolgt ist oder unmittelbar bevorsteht, sich demnach diese Technologie derzeit in der Übergangsphase von Feldtest zum Serienprodukt befindet.

Brennstoffzellen für BHKW-Anwendungen ab einer elektrischen Leistung von 100 kW sind von unterschiedlichen Herstellern bereits serienreif auf dem Markt verfügbar. In Tabelle 3 sind beispielhaft Systeme mit den jeweiligen Eckdaten aufgelistet. Bei derartigen Anlagen, die in der Regel als Containerlösung aufgebaut werden, ist der Einsatzbereich vielfältig und ist vornehmlich in dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie kleiner Industrieanwendungen angesiedelt. Da die Wärmebereitstellung auf zwei Temperaturniveaus stattfinden kann (z.B. Hochtemperatur Prozesswärme bei 120 °C und Niedertemperaturwärme bei 60°C [4]) bietet sich neben der klassischen KWK zur Wärmeversorgung in Gebäuden ebenso die Nutzung der Wärme für industrielle Prozesse an. Eine weitere Nutzung, die Anlagen in dieser Größe ermöglichen, ist die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) in der zusätzlich durch Verwendung von Adsorptionskälteanlagen Kälte produziert wird. Ein besonderes Konzept, das in dieser Kombination ausschließlich mit Brennstoffzellen möglich ist, wurde von der Firma N_2telligence entwickelt. Unter dem Namen „QuattroGeneration“ wird hier ein System mit einer Fuji Electric PAFC ertüchtigt, neben Erzeugung von Kraft, Wärme und Kälte zudem aktiven Brandschutz von Räumen zu leisten. Hierfür wird Sauerstoff abgereicherte Luft mit einem O_2-Anteil von ca. 15 % aus der Kathode der Brennstoffzelle in zu schützende Räume, wie z.B. Serverräume, Archive usw. geleitet. Die Brandgefahr wird somit drastisch herabgesetzt, was weitere technische Maßnahmen des Brandschutzes erübrigt, die Betriebskosten senkt und somit die Gesamtwirtschaftlichkeit für derartige Objekte erhöht [3].

Tabelle 3: Auswahl von Brennstoffzellen für BHKW-Anwendungen [3–6]

				
Hersteller	**N_2telligence (Fuji Electric)**	**Doosan Fuel Cell America**	**Fuel Cell Energy**	**Hydrogenics GmbH**
Typ	PAFC	PAFC	MCFC	PEMFC
P_{el}/ P_{th} / kW	100/123	440/454	1400 /1743	1000 / 1500
η_{el} / %	42	45	47 - 60	50
η_{ges} / %	91	90	k.A.	k.A.
Energieträger	Erdgas, Biogas	Erdgas	Erdgas	H_2

Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Bewertung von Brennstoffzellenheizgeräten (Mikro-KWK) ist aus heutiger Sicht insbesondere für Europa schwer möglich. Es liegen nur von wenigen Herstellern die Investitionskosten vor. Wartungs- und Instandhaltungskosten werden bislang nicht explizit benannt, sondern eher als Wartungsvertrag angeboten. Mit einem Preis von bis zu 30.000 EUR pro Anlage steht der Kunde sehr hohen Investitionskosten gegenüber. Im Japanischen Programm „ene-farm“ wurde erfolgreich demonstriert, dass durch ein staatlich subventioniertes Markteinführungsprogramm diese Hürde überwunden werden kann. Im Jahr 2009, zu Beginn von „ene-farm“, betrug die Subventionssumme ca. 1/3 der Investitionskosten (ca. 10.000 EUR). Die Stückzahl der installierten Systeme stieg in den darauffolgenden Jahren stetig an. Durch den Skaleneffekt konnten Investitionskosten deutlich reduziert und somit auch die Subventionierung herabgesetzt werden. Zusätzliche Errungenschaften des „ene-farm“-Programms sind eine wesentliche Reduktion der Anzahl der Anlagenkomponenten und des Platin-Anteils bei gleichzeitiger Steigerung der Lebensdauer von PEM-Systemen bis auf 60.000 Stunden (bei Durchschnittsbetrieb von 12 h/d ca. 10 - 15 Jahre), was zusätzlich die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst [18].

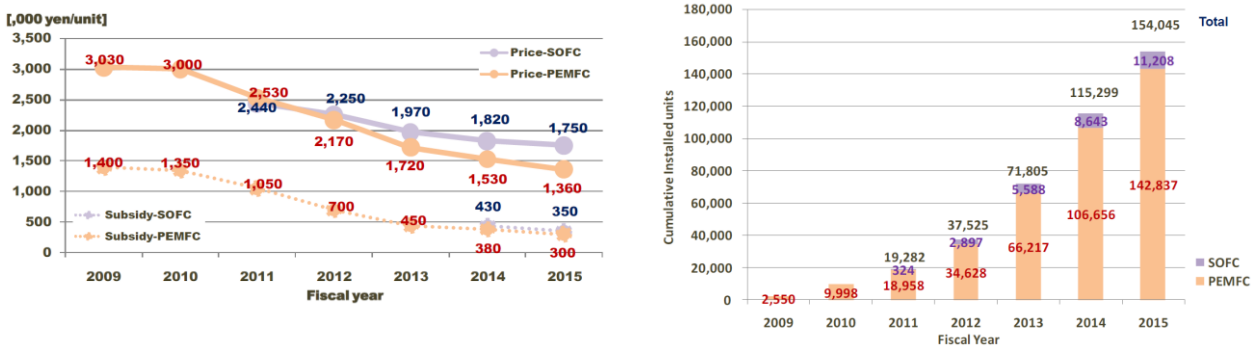


Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung der Anzahl installierter Systeme und der staatl. Förderung im „ene-farm“Programm JP [7], (Hinweis 1 EUR ≈ 130 YEN)

Diesem Beispiel folgend entstehen neben den bereits etablierten Fördermöglichkeiten durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz auch in der Bundesrepublik Deutschland Marktanreizprogramme, die speziell die Brennstoffzellentechnologie stützen. Das-KWK-Impulsprogramm des Landes Nordrhein-Westfalen bietet beispielsweise nach Anlagengröße gestaffelt einen Zuschuss in Höhe von 1.500 Euro bis zu 17.000 Euro und unterstützt so vorwiegend kleine und mittelständische Unternehmen in NRW bei der Installation von KWK-Systemen [19], [20]. Beim Erwerb des Brennstoffzellenheizgerätes BlueGEN der Firma

SOLIDpower GmbH können private Haushalte durch Unterstützung der Europäischen Union, der Bundesregierung, verschiedener Bundesländer sowie durch Stadtwerke und Energieversorger eine Förderung von bis zu 12.450 Euro ausschöpfen [21]. Beispielrechnungen zeigen, dass sich hierdurch Amortisationszeiten von ca. 7 Jahren für diese Geräte ergeben können.

[1] Initiative Brennstoffzelle (IBZ): Geräteangebot - Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung (2016)
[2] Bachor, Andreas ; Binde, Wulf ; Buller, Michael ; Fischer, Markus ; Matics, Jens ; Schmieder, Edgar ; Scholz, Wulf-Hagen ; Selzam, Patrick ; u. a.: Statusreport 2013 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Status und Perspektiven. Düsseldorf : Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2013
[3] N2telligence: Energy Generation and Fire Prevention with Fuel Cell Technology (2012)
[4] Doosan Fuel Cell America, Inc.: PureCell Model 400 Produktdatenblatt 2016 (2016)
[5] Fuel Cell Energy: SureSource 1500 - Produktdatenblatt (2017)
[6] Hydrogenics GmbH: FUEL CELL MEGAWATT POWER GENERATION PLATFORM - Produktdatenblatt 2017 (2017)
[7] Maruta, Aki: Japan's ENE-FARM programme.
[8] Groß, Bodo ; Zipp, Alexander ; Guss, Hermann ; Brand, Michael ; Leprich, Uwe: Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellensysteme (Endbericht, Sachverständigenauftrag). Saarbrücken : Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES gGmbH, 2012
[9] SOLIDpower GmbH: BlueGEN - Das effizienteste Mikrokraftwerk der Welt - Broschüre (2016)
[10] Heinzel, Angelika: Brennstoffzellen: Entwicklung, Technologie, Anwendung. Heidelberg : Müller, 2006 — ISBN 3-7880-7741-7
[11] Initiative Brennstoffzelle. URL http://www.ibz-info.de/home/presse. - abgerufen am 2014-02-27
[12] Nedstack, PEM Fuel Cells: Chlorine H2 Recovery. URL http://www.nedstack.com/applications/chlorine-h2-recovery. - abgerufen am 2014-03-07
[13] Barrett, Steve: Dutch partners deliver first 2 MW PEM fuel cell plant in China - Renewable Energy Focus. URL http://www.renewableenergyfocus.com/view/45502/dutch-partners-deliver-first-2-mw-pem-fuel-cell-plant-in-china/. - abgerufen am 2017-08-04
[14] Rehn, Detlef: Japans „Ene-Farm"-System findet Anklang. In: JAPANMARKT (2013), Nr. APRIL 2013
[15] Dauensteiner, Alexander: Callux: Innovationsmanagement und Marktvorbereitung in der Praxis.
[16] callux Newsletter. In: Calovini GmbH (Hrsg.) (2016)
[17] ene.field. URL http://enefield.eu/. - abgerufen am 2014-02-27
[18] Carter, Dan: Latest Developments in the Ene-Farm Scheme. URL http://www.fuelcelltoday.com/media/1846139/13-02-27_latest_developments_in_the_ene-farm_scheme.pdf. - abgerufen am 2014-01-14. — fuelcelltoday
[19] EnergieAgentur.NRW: KWK NRW - Strom trifft Wärme. URL http://www.kwk-fuer-nrw.de/nrweukwk-investitionszuschuss--23534.asp. - abgerufen am 2014-02-27
[20] EnergieAgentur.NRW: BHKW / KWK / Brennstoffzelle (Öl, Erdgas, Flüssiggas) | FÖRDER.navi. URL http://www.foerder-navi.de. - abgerufen am 2017-08-04
[21] SOLIDpower GmbH: Vorteile für Haushalte - SOLIDpower. URL http://www.solidpower.com/bluegen/fuer-private-haushalte/vorteile-fuer-haushalte/#c337. - abgerufen am 2017-08-04

LASTMANAGEMENT (DEMAND SIDE MANAGEMENT, DSM)

Technische Daten

Technisches Potenzial - DSM-Kapazität in GW

	2005-2010	2015	2020	2030	2050
Industrie		6,2 [1]			
GHD	2,9- - 10,3 [2]				
Haushalte	3,7 – 20,6 [2]				

Umsetzbares Potenzial - DSM-Kapazität in GW

Industrie				4 [3]*	
GHD					
Gesamt			1,8 [1]	3,7 [1]	

DSM-FlexibilitätsPotenzial

Maximale Lastsenkung [GW]	-0,75 [4]		-2,4 [3]	
Maximale Lasterhöhung [GW]	0,75 [4]		1,6 [3]	

DSM-Einsatz – Durch DSM verschobene Energie in TWh

	2005-2010	2015	2020	2030	2050
Industrie	1,4 [2]	rund 20 [5]	21-24 [5]	70 [3]	
GHD	3,1 - 6,3 [2]				
Haushalte	11,3 - 26,6 [2]				

Stand der Technik und Potenzial

Unter Lastmanagement wird die Anpassung der Stromnachfrage an die Erzeugungs- und Netzbedingungen verstanden (vgl. z.B. [2]). In der Energiewirtschaft wird häufig auch der englische Begriff „Demand Side Management“ (DSM) genutzt, was wörtlich übersetzt „verbrauchsseitiges Lastmanagement“ bedeutet. Auch der Begriff „Demand Response“ (DR) kommt vielfach zum Einsatz. Hierunter werden all diejenigen Aktivitäten zur Änderung des Verbraucherlastganges verstanden, die auf eine indirekte Steuerung der Netzbetreiber erfolgen. Als Reaktion bzw. Antwort (Response) eines Kunden auf ein Anreizsignal (zumeist monetärer Art) optimiert dieser seinen Strombezug unter ökonomischen Geschichtspunkten.

Eine der Formen des Lastmanagements ist die zeitliche Lastverschiebung. Als Anreiz für den Verbraucher, seine Last zu verschieben, dient die Möglichkeit von Preisdifferenzen zu profitieren. Besagte Preisdifferenzen ergeben sich zwischen den Zeitpunkten von Lastabsenkung bei höheren Strompreisen und höherer Nachfrage im System und Lasterhöhung bei niedrigeren Strompreisen und niedrigerer Nachfrage. So eine Anregung ermöglicht es dem Verbraucher zeitlich differenzierte Preissignale statt langfristig fixierten Preisen zu erhalten, bedarf allerdings auch der nötigen technischen Ausrüstung.

Eine weitere Form des Lastmanagements ist der Lastverzicht. In diesem Fall reduziert der Verbraucher seinen Stromkonsum aus ökonomischen Gründen, wenn die Kosten des Konsums zu einem gegebenen Zeitpunkt den daraus resultierenden Nutzen übersteigen [6].

Ziel von netzdienlichem Lastmanagement ist die Glättung von Stromspitzen bzw. Reduzierung von Engpässen in den Stromnetzen. Somit könnten viele technische Schwierigkeiten im Management des Stromnetzes reduziert und der benötigte Kraftwerkspark ggf. sogar verkleinert werden. Im Hinblick auf die zunehmend schwankende Stromeinspeisung, insbesondere durch Windkraft und Photovoltaik, könnte Lastmanagement zusätzlich eine wesentliche systemdienliche Rolle in der elektrischen Energieversorgung einnehmen.

Das technische Potenzial des Lastmanagements ist das technisch realisierbare Potenzial [1], ohne Berücksichtigung von wirtschaftlichen oder anderen Hemmnissen, die für eine Umsetzung wichtig sind. Das technische Potenzial ergibt sich aus dem Leistungsbedarf relevanter Anwendungen [7].

Das umsetzbare Potenzial. Zunächst stellt das umsetzbare Potenzial einen Teil des technischen Potenzials dar. Dieses besteht aus allen Lastreduktionen und Lasterhöhungen, die für die Nutzer wirtschaftlich und technisch realisierbar sind [3]. Es bezeichnet den (geschätzten) Anteil der installierten Leistung, durch den eine Nachfrageanpassung erfolgen kann. Dieser variiert über die Zeit entsprechend der Annahmen bezüglich der Erschließung des zukünftig wirtschaftlichen DSM-Potenzials und der Entwicklung von DSM-Technologien (z.B. IT-Systeme etc.).

Im Haushaltssektor liegt das DSM-Potenzial bei den Heizungs- und Kühlungsprozessen sowie den Haushaltsgeräten. Trotz hoher Gesamtkapazität der Anwendungen und Geräte ist das umsetzbare DSM-Potenzial relativ niedrig, da die Einsatzzeiten der Anlagen in den Haushalten sehr klein sind. Die starke Diskrepanz zwischen technischem und umsetzbarem Potenzial ist jedoch insbesondere auf die mangelnde Akzeptanz und den vergleichsweise großen Aufwand zur Erschließung der Steuerungs- und Kommunikations-Infrastruktur zurückzuführen. **In Industrie und Gewerbe** sind Lastmanagementpotenziale deutlich einfacher erschließbar, da es sich um größere Lasten handelt und eine Prozesssteuertechnik in den meisten Fällen bereits vorhanden ist.

Einsatzmöglichkeiten für Demand Side Management:
Es existieren diverse Einsatzmöglichkeiten für Lastmanagement. Die DSM-fähigen Prozesse in Form von Lastverschiebung ähneln in ihrer Funktion (zeitlicher Ausgleich) derer von Stromspeichern: die Stromnachfrage wird bei diesen Prozessen zu Zeitpunkten mit geringen Strompreisen (z.B. in Zeiten starker Windenergieeinspeisung und geringer Nachfrage) erhöht. Damit können die DSM-Potenziale auf dem Day-Ahead als auch auf dem Intra-Day Markt vermarktet werden. DSM ist auch in der Vermarktung von Regelleistung und gemäß der Verordnung für abschaltbare Lasten (Abschaltverordnung) einsetzbar. Die Kostenoptimierungspotenziale umfassen u. a. die Regelung von Lasten zur Minimierung der Netzentgelte (atypische Netznutzung und Spitzenlastreduktion) sowie jene zum Bilanzkreisausgleich (Vermeidung von Ausgleichsenergie) [1].

[1] UBA: Potenziale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien, 2015
[2] Klobasa, Marian ; Erge, Thomas ; Wille-Haussmann, Bernhard: Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. In: Fraunhofer-Institut für System-und Innovationsforschung, Karlsruhe (2009)
[3] 50Hertz Transmission ; Amprion ; TenneT TSO ; TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2017
[4] Steurer, Martin ; Klempp, Nicolai ; Hufendiek, Kai ; Baumgart, Bastian ; Steinhausen, Burkhard: Identifikation und Realisierung wirtschaftlicher Potenziale für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland : IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2015
[5] Kohler, Stephan ; Agricola, Annegret-Cl. ; Seidl, Hannes: dena-Netzstudie II. - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. : Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, 2010
[6] Connect Energy Economics: Aktionsplan Lastmanagement : Agora Energiewende, 2015
[7] Fraunhofer ISI ; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland : Agora Energiewende, 2013

METHANOLSYNTHESE

Technische Daten				
	2014/2016	2020	2030	2050
Temperaturbereich / °C	230 – 260 °C [1]	→	→	→
Druckbereich / bar	50 – 100 [1]	→	→	→
CO-Umsatz / %	k. A.	→	→	→
MeOH-Selektivität / %	99 – 99,9 [1,2]	→	→	→
Kommerziell erhältliche Katalysatoren	$Cu/ZnO/Al_2O_3$ [1,2]	→	→	→
Ausbeute / $kg_{MeOH}/l_{Kat}h$	0,5 – 1,2 [1]	→	→	→
Katalysatorstandzeit / a	5 [1]	→	→	→
GHSV / h^{-1}	10 000 [1]	→	→	→
Wirkungsgrad / %	38 – 70	→	→	→
Stöchiometrische Gaszusammensetzung / (H_2/CO)	2,0 – 2,1 [4]	→	→	→
Teillastfähig	k. A.	↗	↗	↗
Kosten (in €)				
	2014	2020	2030	2050
Investitionskosten	k. A.	↗	↗	↗
Instandhaltungskosten	k. A.	↗	↗	↗
Betriebskosten	k. A.	↗	↗	↗
Katalysatorkosten (€/kg)	k. A.	↗	↗	↗

Stand der Technik

Die industrielle Produktion von Methanol aus Synthesegas wurde erstmals 1923 von BASF durch das Hochdruck-Verfahren unter Verwendung eines ZnO/Cr_2O_3-Katalysators ermöglicht. Bei der Reaktion von Kohlenmonoxid (CO) bzw. Kohlendioxid (CO_2) mit Wasserstoff (H_2) nach Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 handelt es sich um eine exotherme Gleichgewichtsreaktion, die unter Volumenabnahme abläuft, weshalb hohe Drücke und niedrige Temperaturen die Produktbildung begünstigen. Heterogene Katalysatoren basierend auf ZnO und Cr_2O_3 weisen jedoch nur eine geringe Aktivität auf. Nach Einführung geeigneter und wirtschaftlich durchführbarer Reinigungsprozesse für das eingesetzte Synthesegas konnten Mitte der 1960er Jahre die deutlich aktiveren Kupfer-Katalysatoren industriell eingesetzt werden, welche auch heute noch Verwendung finden. Diese Katalysatorsysteme zeichnen sich durch deutlich höhere Umsätze unter moderateren Reaktionsbedingungen aus [1,2].

$$CO + 2\ H_2 \rightleftharpoons CH_3OH \qquad \Delta_R H = -91\ kJ/mol \qquad (Gl.\ 1)$$

$$CO_2 + 3\ H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O \qquad \Delta_R H = -41\ kJ/mol \qquad (Gl.\ 2)$$

Modernere Verfahren zur Erzeugung von Methanol aus Synthesegas werden bei Drücken von 50 - 100 bar und Temperaturen von 230 – 260 °C betrieben. Die allgemeine Prozessführung der Niederdruck-Verfahren kann dabei unter adiabatischen (Kellogg, Haldor Topsøe) oder unter isothermen (Linde, Lurgi) Reaktionsbedingungen erfolgen. Mit dem quasi-isothermen MegaMethanol-Prozess wurde von Lurgi / Air Liquide ein hocheffizientes Verfahren auf Grundlage eines dualen Reaktorsystems (Abb. 1) entwickelt [1].

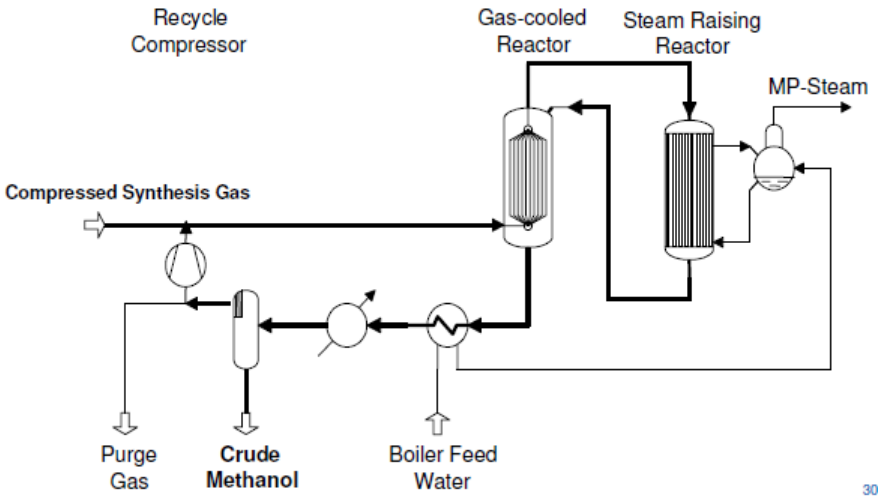


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Lurgi MegaMethanol-Prozess [3].

In einem ersten wassergekühlten Reaktor erfolgt eine teilweise Umsetzung von Synthesegas zu Methanol unter isothermen Reaktionsbedingungen. Das methanolhaltige Gasgemisch wird ohne Zwischenkühlung in einen zweiten Reaktor geleitet, in welchem dieses und das kalte Synthesegas für den ersten Reaktor im Gegenstrom aneinander vorbeigeführt werden, wobei lediglich ein Wärmeaustausch stattfindet. Als Folge dessen wird das einströmende Synthesegas für den ersten Reaktor vorgewärmt, wobei gleichzeitig die Temperatur des Reaktionsgases auf der katalysatorhaltigen Mantelseite entlang des Reaktionsweges kontinuierlich verringert wird. Dabei treten die Gasströme nicht in direkten Kontakt mit einander. Die

entscheidenden Vorteile dieser Prozessführung sind hohe Methanolumsätze bei einer einfachen Steuerung der Reaktionsbedingungen, eine erhöhte Lebensdauer des Katalysators sowie eine höhere Energieeffizienz im Vergleich zu konventionellen Verfahren [3-6].

In der Methanolsynthese werden üblicherweise Synthesegase mit einem geringen CO_2-Gehalt eingesetzt, da bei höheren CO_2-Anteilen die Methanolbildung thermodynamisch limitiert ist, da mehr H_2 zur CO_2-Umsetzung benötigt wird. Hier sind detaillierte Prozessauslegungen notwendig, um zu entscheiden, inwieweit der dadurch erforderliche deutlich höhere Recyclestrom oder eine vorgeschaltete Synthesegaskonditionierung wirtschaftlicher ist. Erste Untersuchungen in Versuchs- und Pilotanlagen zeigen, dass die Methanolsynthese aus reinem CO_2 erfolgreich betrieben werden kann [7]. Durch die Verwendung von Biomasse-stämmigen CO_2 bzw. von rückgewonnenem CO_2 aus Kraftwerksanlagen, Stahlproduktion etc. kann die Methanolsynthese auch zur Reduzierung des Treibhausgases CO_2 beitragen.

Da die aus erneuerbaren Energiequellen stammende Strombereitstellung starken Schwankungen unterliegen kann, gilt es zu überprüfen, inwieweit ein Methanolsyntheseprozess teillastfähig ist und die derzeit kommerziell erhältlichen Katalysatoren für diese speziellen Anforderungen geeignet sind. Ferner müssen zur Festlegung, inwieweit die Methanolsynthese zur Speicherung der erneuerbaren Energien geeignet ist, auf Grundlage der zu ermittelnden Katalysator-Leistung entsprechende Anlagen ausgelegt und die daraus resultierenden Invest-und Betriebskosten abgeschätzt werden. Hier gilt es auch zu beurteilen, ob eine Reinigung des verwendeten CO_2 im Gesamtprozess wirtschaftlich ist oder ob die Entwicklung neuer robuster Katalysatoren für diese Anwendung erforderlich ist.

[1] C. H. Bartholomew, R. J. Farrauto, Fundamentals of Industrial Catalytic Processes, Wiley-VCH 2nd ed., Weinheim 2006.

[2] G. Ertl, H. Knözinger, F. Schüth, J. Weitkamp (Hrsg.), Handbook of Heterogeneous Catalysis, Wiley-VCH, Weinheim 2008.

[3] T. Wurzel, “Lurgi MegaMethanol Technology”, DGMK conference “Synthesis Gas Chemistry”, Dresden, 2006.

[4] Prozessinformation Lurgi MegaMethanol

[5] B. Höhlein, T. Grube, P. Biedermann, H. Bielawa, G. Erdmann, L. Schlecht, G. Isenberg, R. Edinger, Methanol als Energieträger, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik (Band 28), 2003.

[6] Pressemitteilung Atlas Methanol Production Plant (http://www.chemicals-technology.com/projects/atlas_methanol/)

[7] Pressemitteilung George Olah CO2 to Renewable Methanol Plant (http://www.chemicals-technology.com/projects/george-olah-renewable-methanol-plant-iceland/)

OTTOMOTORISCHE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (KWK)

Technische Daten *

	2014	2020	2030	2050
CO_2-Emissionsgrad Erdgas	202 g/kWh [1]			
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	85-105 % [2]	→	→	→
davon elektrischer Wirkungsgrad	19-29 % [3]	→	→	↗
typ. Stromkennzahl	0,43 [2],[4]	→	→	↗
Emissionen NO_x / CO (mg/Nm^3)	ab 50/22 [2]	→	→	↘
Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el}				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	86-104 % [2]	→	→	→
davon elektrischer Wirkungsgrad	27-41 % [3]	→	→	↗
typ. Stromkennzahl	0,6 [2]	→	→	↗
Emissionen NO_x / CO (mg/Nm^3)	ab 52/60 [2]**	→	→	↘
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	33-93 % [2]	→	↗	↗
davon elektrischer Wirkungsgrad	34-49 % [3]	→	→	↗
typ. Stromkennzahl	0,7-1,0 [2]	→	→	→
typ. Emissionen NO_x / CO (mg/Nm^3)	ab 125/150 [2]	→	→	↘

* als Brennstoff wird Erdgas angenommen; Daten für andere Brennstoffe ggf. abweichend, siehe ASUE-Bericht [3]
** Herstellerangaben

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
Investitionskosten (1.000 €/kW_{el})	2,5-10 [3]	→	↘	↘
Instandhaltungskosten (ct/kWh_{el})	etwa 4,0 [3]	→	→	↘
Generalüberholung (1.000 €/kW_{el})	ab 0,5 [2]	→	→	↘
Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1.000 €/kW_{el})	1,2-2,2 [3]	→	↘	↘
Instandhaltungskosten (ct/kWh_{el})	2,0-3,0 [3]	→	→	↘
Generalüberholung (1.000 €/kW_{el})	0,2-0,5 [2]	→	→	↘
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1.000 €/kW_{el})	0,4-1,0 [3]	→	↘	↘
Instandhaltungskosten (ct/kWh_{el})	0,5-1,6 [3]	→	→	↘
Generalüberholung (1.000 €/kW_{el})	0,08-0,2 [2]	→	→	↘

Stand der Technik und Potenzial

Der **Ottomotor** ist eine ausgereifte Technik mit einer Einsatzzeit von über 100 Jahren Einsatz im Kraftfahrzeugbereich wie auch in der stationären Anwendung. Der Einsatz in stationären BHKWs hat den Vorteil, dass je nach Auslegung besonders hohe Wirkungsgrade erzielt werden, da die Motoren im Vergleich zum mobilen Einsatz häufiger bei optimaler Drehzahl gefahren werden können.

Die **Leistungsklassen** reichen von kleinst-Anlagen ab 1 kW elektrischer Leistung für den Einsatz im Einfamilienhaus bis hin zu knapp 20 MW. Dabei fällt auf, dass die **elektrischen Wirkungsgrade** mit zunehmender Anlagenleistung stark anwachsen. So erreichen sie für die kleinsten Anlagen ca. 19-29 %, während die BHKWs der Leistungsklasse über 1 MW bis unter 20 MW elektrische Wirkungsgrade zwischen 40 % und 49 % aufweisen. [3]

Der **Ottomotor-Prozess** ist ein Vier-Takt-Prozess und lässt sich wie folgt beschreiben. Bei jeder Bewegung des Kolbens in seinem Zylinder zwischen den beiden Punkten maximaler Auslenkung spricht man von einem Takt. Im ersten Takt wird das Brennstoff-Luft-Gemisch in den Zylinder gesaugt, der Kolben weicht dabei zurück; danach schließt das Einlassventil. Im zweiten Takt bewegt sich der Kolben in den Zylinder hinein und verdichtet das Gemisch. Im dritten Takt wird das Gemisch von einer Zündkerze gezündet, so dass es expandiert und der Kolben sich wieder zurückbewegt. Im vierten Takt wird das Auslassventil geöffnet, so dass der in den Zylinder einfahrende Kolben das Abgas ausstoßen kann.

Im KWK- (bzw. BHKW-) Einsatz bilden Ottomotoren bei Weitem die marktdominierende Technologie und sind somit aktueller **Stand der Technik**, die alle Leistungsbereiche abdeckt. Zusätzlich machen KWK-Technologien die bei der Stromproduktion anfallende **Wärme nutzbar**, so dass Gesamtwirkungsgrade für Strom- und Wärmeproduktion von deutlich über 90 % bezogen auf den Brennwert des eingesetzten Erdgases möglich sind. (Bezogen auf den Heizwert können 100 % knapp übertroffen werden.) Dies stellt einen wesentlichen Vorteil gegenüber konventionellen Großkraftwerken dar, die durch eine typischerweise fehlende große Wärmesenke den Hauptteil ihrer Abwärme in die Umwelt abgeben müssen.

Die **Schadstoffemissionen** der Otto-KWK-Anlagen hängen – neben der Beschaffenheit des Brennstoffs – wie beim Kraftfahrzeug stark vom verwendeten Katalysator ab. Üblich ist die Verwendung von 3-Wege-Katalysatoren bei den kleineren Anlagen und vorwiegend Oxidations-Katalysatoren in der großen Anlagenklasse. Unter optimalen Betriebsbedingungen (nach der Startphase) werden erhebliche Schadstoffreduktionen erzielt. Die CO_2-Emissionen sind für Erdgas bezogen auf den Brennstoffeinsatz 202 g/kWh [1]. Zum Vergleich: Wegen der typischen Wirkungsgrade von Großkraftwerken zur Stromproduktion (49 %) liegt der CO_2-Emissionsfaktor für Strom aus Erdgas im Jahr 2010 bei 411 g/kWh [1]. Somit stellen Erdgas-BHKW, die auch die Abwärme nutzbar machen, ein erhebliches CO_2-ReduktionsPotenzial dar.

Die **Schallemissionen** werden von den Herstellern angegeben und liegen für die kleine und mittlere Leistungsklasse in 1 m Abstand typischerweise zwischen 50 dB(A) und 70 dB(A).

Die **Anschaffungskosten** der Ottomotor-KWK Anlagen aller Leistungsklassen entfallen zu 73-87 % auf den verbauten Motor [2]. Dementsprechend liegt hier das größte Kostensenkungspotenzial. Für jegliche

Amortisationsrechnung ist die Erfassung von Motorenlebensdauern und Anlagenstandzeiten eine Voraussetzung. Verlässliche Angaben hierzu sind allerdings für die junge Technologie bislang nicht verfügbar.

Für Anwendungen jenseits des klassischen Brennstoffes Erdgas existiert am Markt eine Vielzahl von Otto-KWK-Anlagen, die unter anderem oder speziell für den Einsatz mit Biogas, Klärgas, Deponiegas oder Grubengas geeignet sind. Die obige Tabelle beschränkt sich auf Kenndaten für den Erdgaseinsatz.

Aktuell befinden sich eine Reihe **alternativer Verbrennungstechnologien** in der Entwicklung und in Einzelfällen bereits in der Markteinführung. Ihre geringe Verfügbarkeit erlaubt jedoch noch keine repräsentative Abbildung in tabellarischer Form. **Dampfmotoren** spielen bislang keine nennenswerte Rolle im KWK-Bereich, sind jedoch eine gut regelbare und emissionsarme Technik. Die vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrade (10-15 %) [4] machen die Dampfmotoren-KWK ähnlich wie die Stirlingmotoren zu einer Technik für hohe Wärmebedarfe. Auch **Gasturbinenprozesse** können im KWK-Bereich eingesetzt werden und bieten eine lastmodulierbare Fahrweise mit hoher Verfügbarkeit. Anlagen im kleinsten Leistungsbereich befinden sich bislang im Prototypstadium [5]. **Stirlingmotorische KWK** sowie **Brennstoffzellen-KWK** Anlagen werden in je einem eigenen Steckbrief behandelt.

[1] Icha, Petra: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013).
— http://www.umweltbundesamt.de

[2] BHKW-Kenndaten 2011 : Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Litfaß-Platz 3, 10178 Berlin; Stadt Frankfurt am Main - Der Magistrat - Energiereferat, Energiekonzepte Versorgungstechniken, Galvanistr. 28, 60486 Frankfurt am Main, 2011.
— http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf

[3] ASUE: BHKW-Kenndaten 2014/2015, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin (2014)

[4] Buller, Michael: Ganzheitliche Betrachtung des Mikro-KWK Potenzials im Wohngebäudebestand Korrelation zwischen Kraft-Wärme-Kopplung und Dämmmaßnahmen. Bonn : wvgw, Wirtschafts- und Verl.-Ges. Gas und Wasser, 2011

[5] Statusreport 2013 Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Status und Perspektiven. Düsseldorf : Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI), VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, 2013

PHOTOVOLTAIK (PV)

Technische Daten

	2016	2020	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	15-20	↗	↗	↗
Lasttransient [%/min]	0 - 100	0 - 100	0 - 100	0 - 100
Mindestlast [%]	0 - 100	0 - 100	0 - 100	0 - 100
Anlaufzeit [h]	Sekunden	Sekunden	Sekunden	Sekunden
Technische Lebensdauer [Jahre]	20-30	↗	↗	↗
Typische Modulgröße [W_P]	180-300	↗	↗	↗
Typische Zellenanzahl pro Modul	54-72*	↗	↗	↗
Bereitstellung von Regelleistung	Ja**			
CO_2-Faktor/Ausstoß [tCO_2/MWh]	0	→	→	→
Strombereitstellung [GWh], 2016	37500	↗	↗	→
Bestand in Deutschland [MW], Stand 2016	40850	↗	↗	→
Bestand in NRW [MW], Stand 2015	4295	→	→	→

Quellen: [1–5]

Kosten in €

Leistungsklasse bis 100 kW_{el} (Dachanlagen)

	2016	2020	2030	2050
Investitionskosten (€ / kW_{el})	1500	1150-1250	900-1000	650-750
Fixe Betriebskosten (€ / MWa)	17	→	→	→
Variable Betriebskosten (€ / MWh)	0	→	→	→

Quelle: [2]

Leistungsklasse ab 100 kW_{el} (Freiflächenanlagen)

	2016	2020	2030	2050
Investitionskosten (€ / kW_{el})	1350	900-1000	700-800	500-600
Fixe Betriebskosten (€ / MWa)	15	→	→	→
Variable Betriebskosten (€ / MWh)	0	→	→	→

Quelle: [2]

*Angabe bezieht sich auf Mono- und Multikristalline Module

*Bereitstellung von Regelleistung ist technisch möglich, bisher wurde dies aber nur im Rahmen von Pilotprojekten umgesetzt.

Stand der Technik und Potenzial

Bei der PV-Technologie wird solare Strahlung in elektrische Energie umgewandelt. Wichtige Bestandteile der Technologie stellen die Solarmodule mit unterschiedlichen Zelltypen wie auch die Umrichter dar. Die eingesetzten Technologien basieren auf dem Einsatz von Halbleitertechniken und lassen sich in verschiedene Zelltypen unterteilen:

Bei den kristallinen Siliziumzellen („crystalline“) existieren **mono-** und **polykristalline Siliziumzellen**. Technisch sind beide Zellenarten als weitestgehend marktreif zu betrachten, allerdings liegt der Wirkungsgrad für polykristalline Siliziumzellen mit ca. 16 % etwas niedriger als der für monokristalline Siliziumzellen (ca. 20 %). Der Herstellungsprozess monokristalliner Siliziumzellen weist allerdings einen höheren Energieeinsatz auf und ist damit vergleichsweise teuer [6], [7].

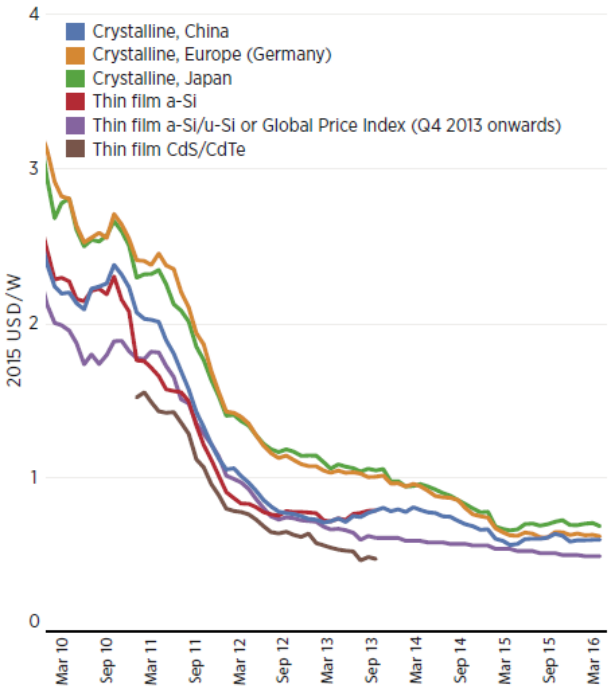


Abbildung 1: Globale Preise PV-Module [7]

Dünnschichtzellen aus Silizium („thin film“) haben einen geringeren Wirkungsgrad (12-14 %) bei gleichzeitig geringeren Produktionskosten. Durch Überlagerung der Dünnschichtzellen lässt sich der Wirkungsgrad abermals erhöhen und es könnten zukünftig Wirkungsgrade zwischen 19-25 % erreicht werden. Insgesamt ist die Herstellung von Dünnschichtzellen aus Silizium sehr kosteneffizient [6], [7] (siehe Abbildung 1).

Organische Solarzellen befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium. Sie basieren auf Polymeren und haben grundsätzlich das Potenzial, in Zukunft zu geringen Herstellungskosten produziert zu werden. Laborexperimente weisen derzeit Wirkungsgrade von etwa 11 % auf. Allerdings sind organische Solarzellen aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums und der geringen Wirkungsgrade noch nicht wirtschaftlich [6].

Investitionskosten für PV-Anlagen sind seit 2010 weltweit deutlich gesunken. Insbesondere bei den Modulpreisen gab es eine Reduktion von ca. 80 % (siehe Abbildung 1). Es ist zu erwarten, dass nicht nur die Modulpreise weiter sinken, sondern auch die „Base-of-System“-Kosten wie z.B. Wechselrichter, Installation. Hier wird bis 2025 eine Kostensenkung zwischen 55-75 % erwartet [7].

Weltweit liegt die **installierte** PV-**Leistung** bei über 290.000 MW (Stand 2016). Marktführend sind China, Japan und Deutschland [8]. Mehr als 1,5 Millionen PV-Anlagen stellten Ende 2016 in Deutschland mit rund 41 GW Leistung den zweitgrößten Anteil der Stromerzeugungskapazitäten [9]. Durch die **Förderung erneuerbarer Energien** hat der Ausbau der PV-Anlagen seit Inkrafttreten des EEGs am 1. April 2000 deutschlandweit stark zugenommen. Laut dem EEG 2014 und 2017 ist ein jährlicher PV-Ausbaupfad von 2,5 GW angesetzt [3]. Allerdings wurde dieser Ausbaukorridor mit 1.476 MW neu installierter Leistung (davon 221 MW auf Freiflächen) in 2016 im dritten Jahr in Folge deutlich unterschritten [10].

Im Vergleich zu anderen Bundesländern liegt NRW bezüglich Anzahl, Leistung und Erzeugung von PV-Anlagen im dritten Platz nach Bayern und Baden-Württemberg (siehe Abbildung 1). Dabei erzeugte NRW im Jahr 2015 10 % des deutschen PV-Stroms [1]. Allerdings machte diese Stromerzeugung aus PV nur rund 2,3 % der gesamten Stromerzeugung von NRW aus [11].

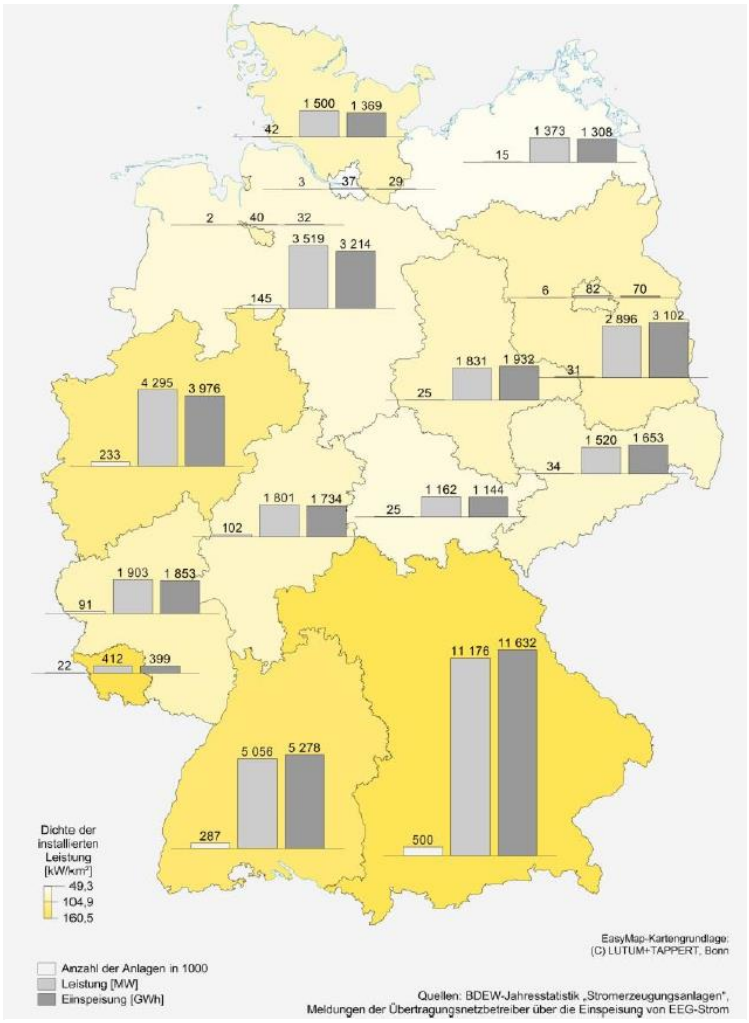


Abbildung 2: Anzahl, Leistung und Erzeugung von PV-Anlagen in Deutschland, Stand 2015 [1]

Am 12. Dezember 2016 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die erste **Ausschreibung für Solaranlagen** nach den neuen Regelungen des EEG 2017 gestartet. Demnach ist die Inanspruchnahme einer Zahlung für Strom aus neu in Betrieb genommenen PV-Anlagen ab einer Größe von 750 kWp (inklusive Freiflächenanlagen, Anlagen auf Gebäuden und Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen) nur noch über Ausschreibungen möglich. Jährlich werden 600 MW ausgeschrieben, wobei die Höhe der Förderung als Ergebnis der Ausschreibungen ermittelt wird [12], [13] (siehe Abbildung 3). Die Ausschreibungen orientieren sich an den Erfahrungen, die von 2015 bis 2016 im Rahmen der **Pilotausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen** gesammelt wurden. Fast 100 Prozent der Gebote, die Anfang 2015 einen Zuschlag für eine staatliche Förderung erhalten haben, sind innerhalb der zweijährigen Realisierungsfrist bis Anfang Mai 2017 umgesetzt und die entsprechenden PV-Freiflächenprojekte in Betrieb genommen worden [14].

Für alle neuen Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kWp wird eine feste, nach Anlagengröße gestaffelte, Einspeise-vergütung für 20 Jahre gewährt (liegt bei bis zu 12,2 ct/kWh bis April 2018). Neue Anlagen zwischen 100 und 750 kWp müssen ihr Strom direktvermarkten und erhalten eine Vergütung durch eine gleitende Marktprämie [3]. Ab einer installierten Leistung von 52 GW sollen in Deutschland keine weiteren Neuanlagen durch das EEG gefördert werden. Für alle auszuschreibenden Anlagen entfällt der 52-GW-Deckel [12].

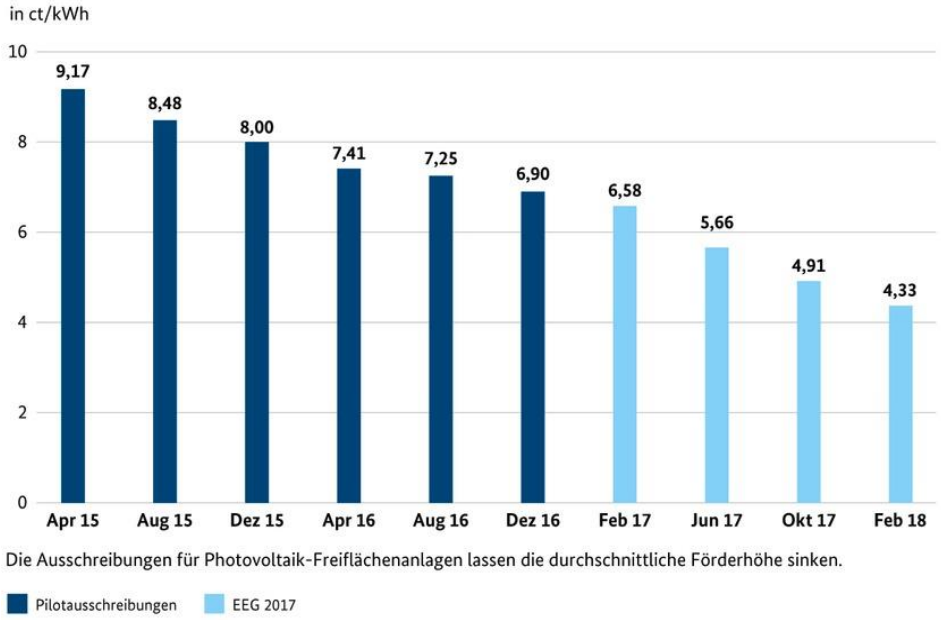


Abbildung 3: Ausschreibungsergebnissen Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Stand 2018 [9]

[1] BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, 2017
[2] ewi ER&S: Kraftwerksdatenbank (2017)
[3] Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2017
[4] Fraunhofer ISE: Stromerzeugung 2016, 2017
[5] Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme: Steckbriefe aus dem Vorprojekt (2015)
[6] IEA: Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy, 2014
[7] IRENA: The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potenzial to 2025, 2016
[8] IRENA: Renewable Energy Statistics, 2017
[9] BMWi: Erneuerbare Energien. URL http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html
[10] UBA: Erneuerbare Energien in Deutschland, 2017
[11] Das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen: Energiestatistik NRW. URL http://www.energiestatistik-nrw.de/energie/strom/stromverbrauch
[12] BMWi: EEG-Novelle 2017 (2016)
[13] BNetzA: Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Solaranlagen. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/Ausschr_Solaranlagen_node.html
[14] BMWi: Förderung für den Ausbau der Erneuerbaren: Ausschreibungen national und europaweit. URL http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/foerderung-fuer-den-ausbau-der-erneuerbaren.html

PKW

Erdgas/Verbrennungsmotor

Technische Daten				
	2017	2020	2030	2050
Verbrennungsmotor				
Verbrauch (l/100km; Benzinequivalent; Europäischer Fahrzyklus)**	5 – 6,5* [1], [2], [3]	→	→	→
Emissionen CO_2 (gCO_2/km)**	98-130* [1], [2], [3]	→	→	→
				*Kompaktklasse ** Gasbetrieb
Kosten				
Anschaffungskosten (€/Fahrzeug)	18.000 – 26.000 [4]	→	→	→
Gaskosten (€/100 km)	3,9 – 5,2 [5]	↗	↗	↗
				*Kompaktklasse, Basismodell, Listenpreis

Wasserstoff/ Brennstoffzelle

Technische Daten				
	2017	2020	2030	2050
Brennstoffzellenantrieb				
Verbrauch (l/100km; Benzinequivalent; Europäischer Fahrzyklus)	3 -4 [6], [7]	↘	↘	↘
Emissionen CO_2 (g/km)	0	→	→	→
Kosten				
Anschaffungskosten (€/Fahrzeug)	65.450 – 78.600* [7], [6]	↘	↘	↘
Wasserstoffkosten (€/100 km)	7 – 9**	→	↘	↘
				*Listenpreis **9,50/kgH2 [8]

Stand der Technik

Erdgasfahrzeuge:

Erdgasfahrzeuge sind heutzutage alle mit herkömmlichen Otto-Motoren ausgestattet, die ein Erdgas-Luft Gemisch verbrennen. Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, wird das Erdgas in einem 200 bar Drucktank, der meist unterhalb des Fahrzeuges angebracht ist, bereitgestellt und in einem beheizten Erdgasdruckregler auf ca. 2 bar entspannt, bevor es in den Zylinder eingespritzt wird. Eine elektronische Einspritzregelung sorgt in Verbindung mit speziellen Einblasdüsen und Einblasventilen für die Kraftstoffzufuhr in die einzelnen Zylinder. Eingangsparameter für die Regelung sind der Sauerstoffanteil im Abgas (λ-Sonde), die Drehzahl, der Unterdruck in der Luftansaugung und die Stellung der Drosselklappe.[9]

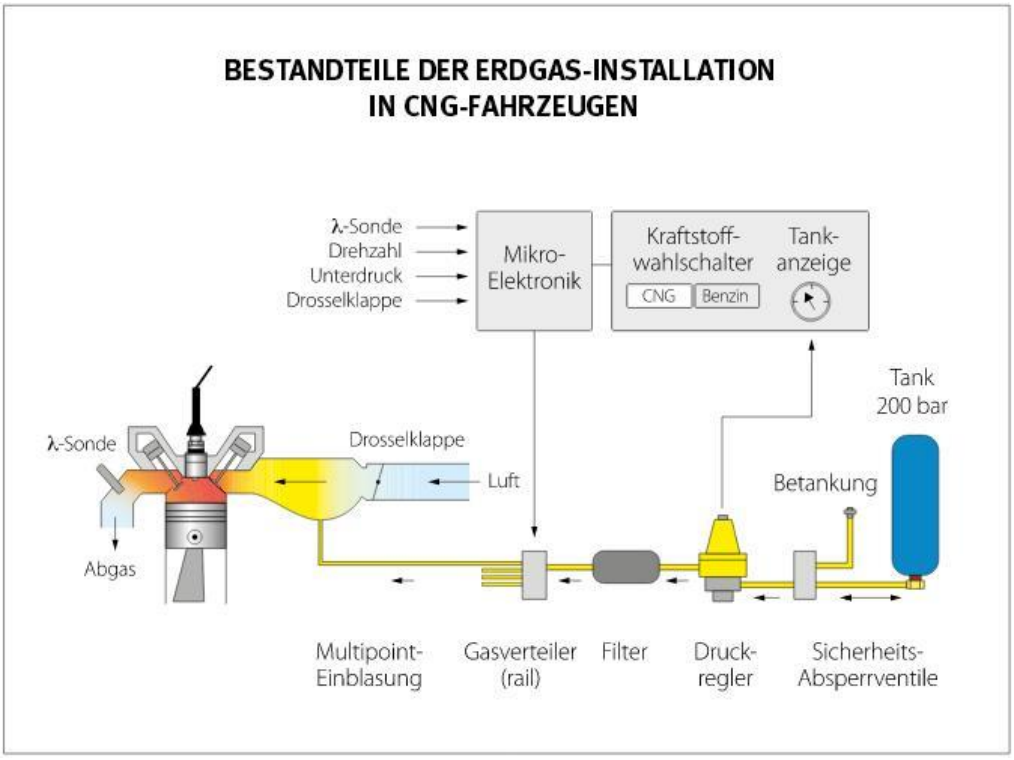


Abbildung 1:: Bestandteile der Erdgasinstallation in CNG-Fahrzeugen [10]

Erdgasfahrzeuge gibt es in zwei Ausführungen: bivalent und monovalent.

Bivalente Fahrzeuge (auch bifuel genannt) sind Fahrzeuge, die mit zwei verschiedenen Kraftstoffen betrieben werden können. In den meisten Fällen ist dies Erdgas und Benzin. Da die Motoren von bivalenten Fahrzeugen nicht optimal auf den Erdgasbetrieb eingestellt sind, muss man mit Leistungseinbußen rechnen [9].

Vorteile bivalenter Fahrzeuge [9]:

- Zumeist größere Gesamtreichweite durch zusätzlichen Benzintank
- Unabhängigkeit von der Dichte des Bio- und Erdgas-Tankstellennetzes
- Jederzeit umschaltbar von Gas auf Benzin und umgekehrt

- Modellpalette ist vielfältiger als bei monovalenten Fahrzeugen

Nachteile bivalenter Fahrzeuge [9]:

- Schwereres Fahrzeug durch zusätzliche Technik und Kraftstofftanks
- Garantie des Herstellers ist möglicherweise eingeschränkt, wenn Fahrzeug nachträglich umgerüstet wird
- Die Leistungs- und Umweltverträglichkeit im Erdgasbetrieb ist nicht optimal, da Motor zwei Kraftstoffe verbrennen kann
- Geringeres Kofferraumvolumen, wenn der Gastank nicht unterflurig angebracht wird

Monovalente Fahrzeuge (monofuel) werden primär mit Erdgas betrieben und sind hauptsächlich auf diesen Betrieb ausgelegt. Monovalente Fahrzeuge verfügen über keinen, beziehungsweise (für zugelassene Fahrzeuge in Deutschland) über einen nicht mehr als 15 Liter fassenden Benzintank [9].

Vorteile monovalenter Fahrzeuge [9]:

- Bessere Motorenleistung
- Bessere Schadstoffreduktion
- Geringerer Erdgasverbrauch

Nachteile monovalenter Fahrzeuge [9]:

- Kleiner bzw. kein Benzintank
- Geringe Reichweite
- Zum Teil Probleme mit Motorenschmierung

Bezgl. Emissionen sind im Erdgasbetrieb Einsparungen gegenüber Benzin und Dieselfahrzeugen von bis zu 20 % bei den Treibhausgasen möglich. Reduzierungen ergeben sich auch für die Luftschadstoffe NOx (50 bis 90 %), HC (30 -70 %) sowie PMx (35 -95 %). [1], [11], [12]

Brennstoffzellenfahrzeuge:

Ein **Brennstoffzellen-PKW** (Abbildung 2) ist ein Fahrzeug, bei dem der Antriebsstrang aus den Hauptkomponenten Brennstoffzellensystem, Batterie und Elektromotor besteht. Je nach Konzept wird die Brennstoffzelle (BZ) dabei sehr dynamisch betrieben und gibt die Leistung direkt auf den Elektromotor oder es erfolgt ein relativ stationärer Betrieb der BZ, die in diesem Fall die Antriebsbatterie speist. Die Batterie deckt die auftretenden Lastspitzen ab und ist zusätzlich zur Speicherung einer Energierückgewinnung durch z.B. die Bremskraft usw. von großem Vorteil. Zusätzlich kommt noch ein Wasserstofftank hinzu, in dem der Wasserstoff bei bis zu 700 bar gespeichert wird. Diese Tanks sind Kohle- und Glasfaserverstärkte Drucktanks, damit diese hohen Drücke realisierbar sind und möglichst viel Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden kann.

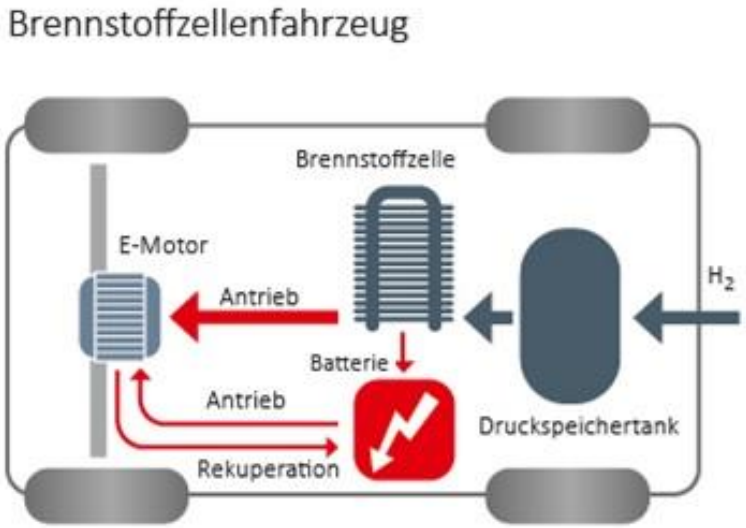


Abbildung 2: Aufbau von FC-Fahrzeugen [13]

In einer Brennstoffzelle reagieren Kraftstoff und Sauerstoff miteinander unter Bildung elektrischer Energie und Wärme. Dieses Prinzip kann in unterschiedlichen Typen von Brennstoffzellen umgesetzt werden. Für mobile Anwendungen im PKW wird aufgrund hoher volumetrischer und gravimetrischer Leistungsdichten, kurzer Startzeiten und hoher Dynamik die PEM-BZ (Proton Exchange Membrane: Protonen-Austausch-Membran) eingesetzt. Auf dem deutschen Markt erhältliche Fahrzeuge haben Leistungen von ca. 100 - 120 kW und erreichen bei Tankinhalten von 5 bis 5,64 kg Reichweiten bis zu 590 km. Tankzeiten liegen bei 3 – 5 Minuten und die Kaltstartfähigkeit liegt bei -40°C. [6], [7] Wasserstoffbasierte Brennstoffzellenfahrzeuge erzeugen außer Wasserdampf keine Emissionen.

Für Brennstoffzellensysteme im PKW-Bereich beschäftigen Studien sich mit den möglichen Preiserwartungen abhängig von jährlichen Stückzahlen. Für das BZ-System des Toyota-Mirai wird für 2017 ein Preis von 233 $/kW bei einer Produktion von 1.000 St./Jahr angegeben [14]. Das DOE-Ziel liegt bei 50 $/kW bei 100.000 Einheiten /Jahr im automobilen Bereich [15].

[1] gibgas: gibgas - erdgasbetriebene PKW, Erdgas, CNG, Biogasantrieb. URL http://www.gibgas.de/Fahrzeuge/Personenfahrzeuge. - abgerufen am 2018-02-16
[2] VW: Fahren mit Erdgas | Volkswagen Deutschland. URL https://www.volkswagen.de/content/vw_pkw/importers/de/de/modellkategorien/fahren-mit-erdgas.html. - abgerufen am 2018-02-16
[3] Opel: Gute Alternative: Der neue Opel Astra mit Erdgasantrieb. URL http://media.opel.de/content/media/de/de/opel/news.detail.html/content/Pages/news/de/de/2017/opel/08-28-astra-alternative.html. - abgerufen am 2018-02-16. — media.opel.de
[4] Firmenauto: Daten, Preise, Fotos aller CNG-Modelle: Erdgasautos 2018: Die große Übersicht (Bildergalerie, Bild 3) - firmenauto. URL https://www.firmenauto.de/bilder/daten-preise-fotos-aller-cng-modelle-erdgasautos-2018-die-grosse-uebersicht-6636841.html?fotoshow_item=2#fotoshow_item=1. - abgerufen am 2018-02-16
[5] erdgas: ERDGAS Tankstellenfinder: Gastankstelle einfach finden. URL https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-tankstellen/tankstellenfinder/. - abgerufen am 2018-02-16
[6] Toyota: Der Toyota Mirai. Die erste Wasserstofflimousine in Groß-Serie. URL https://www.toyota.de/automobile/der-toyota-mirai.json. - abgerufen am 2018-02-16
[7] Hyundai: ix35 Fuel Cell - Hyundai Motor Deutschland GmbH. URL http://www.hyundai.de/Modelle/ix35-Fuel-Cell.html. - abgerufen am 2018-02-16
[8] CEP: Wasserstoffinfrastruktur. URL https://cleanenergypartnership.de/faq/wasserstoffinfrastruktur/. - abgerufen am 2018-02-16
[9] gas24 - Erdgasfahrzeuge | Erdgasauto. URL http://www.gas24.de/cms/. - abgerufen am 2014-06-03
[10] Fell, Christian: Kraftstoff CNG - Fahren mit Erdgas. In: Forum Spezial Bd. 5 (2011)
[11] Dudenhöffer, Ferdinant ; Pietron, Kai: “CNG as automotive fuel for Europe / CEE Is it possible to achieve 5 % + x market share for CNG? Necessary steps and actions to achieve?”. Duisburg : CAR-Center Automotive Research, UDE, 2010
[12] DLR ; IFEU ; LBST ; DBFZ: CNG und LPG – Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung des Straßenverkehrs (Kurzstudie Nr. AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40) : Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2013
[13] Fahrzeuge | ElektroMobilität NRW. URL http://www.elektromobilitaet.nrw.de/elektromobilitaet/fahrzeuge/. - abgerufen am 2018-02-20
[14] James, Brian D. ; Huya-Kouadio, Jennie M. ; Houchins, Cassidy: 2017 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review - Fuel Cell Systems Analysis.
[15] DOE: Fuel Cell System Cost - 2017, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record : Department of Energy, USA, 2017

POWER-TO-HEAT-TECHNOLOGIEN FÜR HAUSHALTE

Technische Daten

Elektro-Wärmepumpenheizung

	2014	2020	2030	2050
Bestand in Deutschland	560.000 [1]	↗	↗	↗
Bestand in NRW	115.200 [2]	↗	↗	↗
Zuwachsrate in Deutschland (pro Jahr)	60.000 [1]	↗	↗	↗
Zuwachsrate in NRW (pro Jahr)	12.000 [1]	↗	↗	↗
Anteil Wohnungen in Deutschland	1,3 % [3]	↗	↗	↗
Einsparung nicht-reg. Primärenergie (Neubau) (Sanierung)	30 - 43 % [4] * 41 - 52 % [4] **	↗	73 - 83 % [4]	
Entsprechende CO_2-Reduktionen	14 - 45 % [4]	↗	56 - 78 % [4]	↗
Nicht-ern. Primärenergiefaktor (Strom) (Wärme für eine Jahresarbeitszahl = 4)	2,6 [5] 0,65	→	→	→
CO_2-Emissionsfaktor Hilfsenergie (Strom) (Wärme für eine Jahresarbeitszahl = 4)	601 g/$kWh_{elek.}$ [6] 150 g/$kWh_{Heiz.}$	→	→	→
Leistungsaufnahme (kW)	1-40 [7] ***			
für Heizleistungen im Bereich von (kW)	3-130 [7] ***			
typ. Jahresarbeitszahl Luft/Wasser	2-5 [7] ****	↗	↗	↗
typ. Jahresarbeitszahl Sole/Wasser	4-5 [7] ****	↗	↗	↗
typ. Jahresarbeitszahl Wasser/Wasser	3-6 [7] ****	↗	↗	↗

*gegenüber einem Öl- oder Gas- Brennwertgerät mit solarer Trinkwassererwärmung; basierend auf Strommix 2013
**gegenüber einem alten Niedertemperaturkessel; basierend auf Strommix 2013
***unteres Ende der Variationsbreite für kleine Wohneinheiten; oberes Ende der Variationsbreite für große Wohngebäude, Gewerbe, etc.; in Kaskaden- oder Parallelbetrieb sind auch deutlich größere Leistungen erreichbar
****Herstellerangaben, nach Installation häufig Abweichungen nach unten

Kosten
Investition für haushaltsübliche Technik (gerundet in 1.000€)*****

Sole/Wasser (Sonde) ab	15-23 [8][9][10]	→	→	→
Sole/Wasser (Kollektor) ab	12-20 [8][9][10]	→	→	→
Wasser/Wasser ab	17-19 [8][9]	→	→	→
Luft/Wasser ab	13-16 [8][9]	→	→	→
Luft/Luft ab	7-11 [8][9]	→	→	→

*****Kosten für komplette Anlagen inkl. Bohrungen/Installation und Technik

Betrieb (in 1000€/Jahr) ******

Sole/Wasser (Sonde)	0,65 [8]	→	↗	↗
Sole/Wasser (Kollektor)	0,70 [8]	→	↗	↗
Wasser/Wasser	0,55 [8]	→	↗	↗
Luft/Wasser	1,25 [8]	→	↗	↗
Luft/Luft	1,20 [8]	→	↗	↗

******die Betriebskosten sind als Schätzwerte zu verstehen und setzen sich zusammen aus Stromkosten, Stromzählermiete, und Wartungskosten; regelmäßige Kontrollen des Kühlmittelkreislaufes und der Filter fallen insbesondere bei den Luft-Wärmepumpen an

Elektrische Direktheizung (u.a. Nachtspeicherheizung)

	2014	2020	2030	2050
Anteil Wohnungen in Deutschland	2,3 % [3]	→	?	?
Nicht-ern. Primärenergiefaktor	2,6 [5]	→	→	→
CO_2-Emissionsfaktor im Strommix (g/kWh)	601 [6]	→	→	→
Leistungsaufnahme typ. (kW pro Raum)	1-7	→	→	→
Jahresarbeitszahl	0,97 [11]	→	→	→

Kosten Investition (gerundet in 1.000€)

Preis pro Gerät / beheizter Raum etwa	0,5-1,5			

Betrieb

Stromverbrauch je nach Nutzung, Raumgröße und Gebäudedämmung. Wartungskosten entfallen.

Spezifischer Netto-Richtpreis

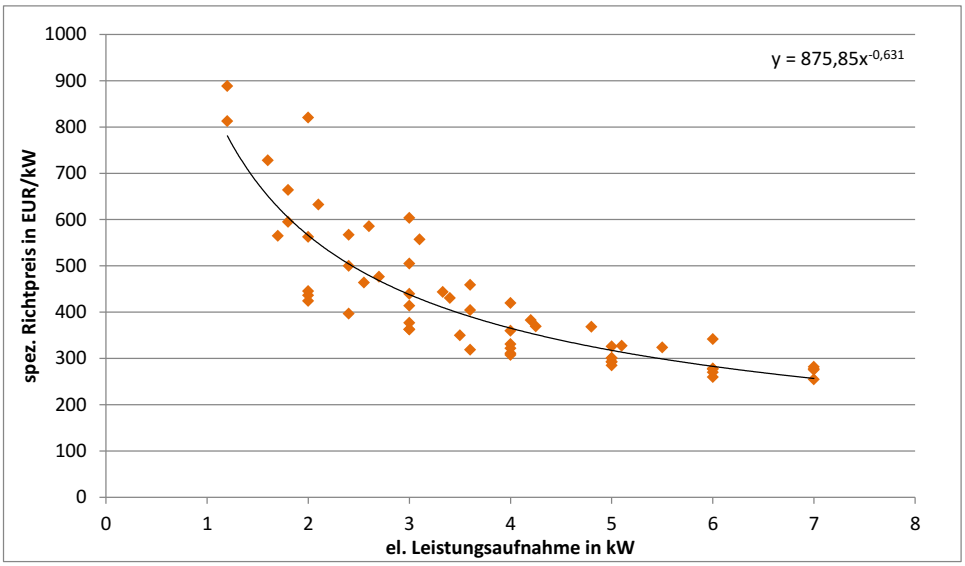


Abbildung 1: Spez. Netto-Richtpreis für Nachtspeicherheizungen [12]

Heizpatrone

	2014	2020	2030	2050
Leistungsaufnahme in Privathaushalten (kW)	2-10	→	→	→
Wirkungsgrad Heizstab	1	→	→	→
Nicht-ern. Primärenergiefaktor	2,6 [5]	→	→	→
CO_2-Emissionsfaktor im Strommix (g/kWh)	601 [6]	→	→	→

Kosten Investition für haushaltsübliche Technik (gerundet in 1.000€)				
Nachrüstung inkl. Flansch, Installation	0,4			
Betrieb				
Stromverbrauch je nach Nutzung. Wartungskosten entfallen.				
Spezifischer Netto-Richtpreis				

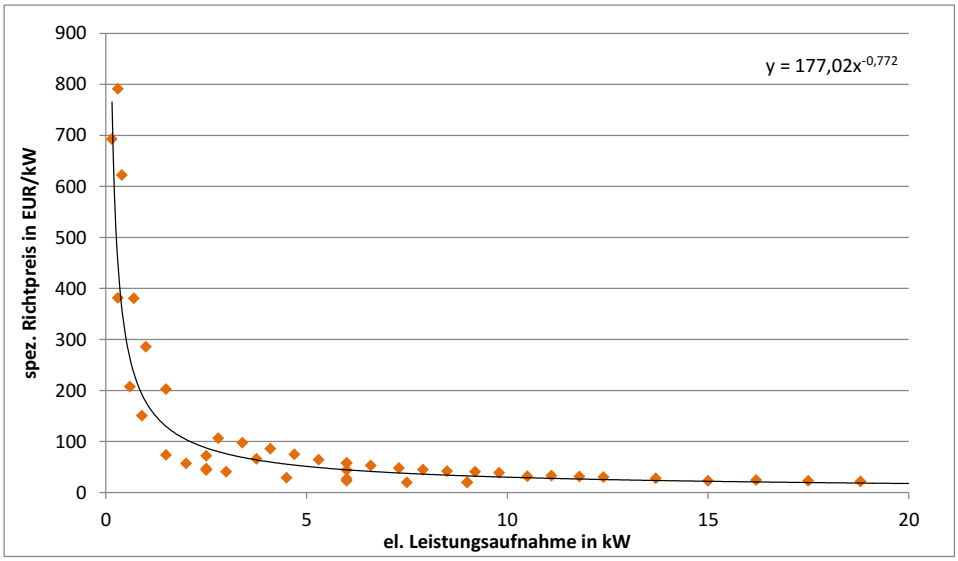


Abbildung 2: Spez. Netto-Richtpreis für Heizpatrone [12]

Elektrodenkessel				
	2014	2020	2030	2050
Verfügbare Leistung (MW)	bis 90 [13]	→	↗	↗
Installierte Leistung in Deutschland (MW)	ca. 400 [14]	↗	↗	↗
CO_2-Emissionsfaktor im Strommix (g/kWh)	601 [6]	↘	↘	↘
Kosten Investition				
Industrie (€/kWh)	100-300 [14]	→	↘	↘
Fernwärme (€/kWh)	125-350 [14]	→	↘	↘

Stand der Technik

Das Heizen mit elektrischer Energie stellt exergetisch betrachtet einen Verlust der wertvollen Energieform „Strom“ durch eine Umwandlung in die weniger wertvolle Wärmeenergie dar. Gleichzeitig ist elektrische Energie (Sekundärenergieträger) heutzutage kostenintensiver als z.B. das Heizen mit fossilen Brennstoffen (Primärenergieträger). Die klassischen strombetriebenen Nachtspeicherheizungen befinden sich im Haushaltsbereich noch immer im Bestand (2,3 % der Wohnungen [3]), werden aber nicht mehr nennenswert im Neubaubereich zugebaut [15]. Moderne Technologien wie Wärmepumpen, der stetige Wandel zu Niedrigenergie- und Passivhäusern und die zunehmende Verbreitung von PV-Anlagen könnten diesen Trend jedoch möglicherweise umkehren. **Power-to-Heat** (PtH) beschreibt die gezielte **Umwandlung von Strom in Wärme** mit dem Ziel einer reaktionsschnellen Aufnahme von überschüssiger Energie zur Entlastung der Stromnetze bzw. zur Vermeidung von Abregelungen auf der Erzeugungsseite.

Um Power-to-Heat im großen Stil einzusetzen eignen sich große **Wärmespeicher** (siehe Steckbrief „Wärmespeicher“), die sinnvollerweise in **Fernwärmenetze** eingebunden sind (siehe Steckbrief „Wärmenetze“), die mit Elektrodenkesseln beheizt werden können.

Elektrodenkessel können nur zur indirekten Heizung verwendet werden, da die elektrische Leitfähigkeit des Wassers für sein Funktionsprinzip benötigt wird. Um Wärme zu produzieren, werden Elektroden in einen mit Wasser gefüllten Kessel gehängt und eine hohe Wechselspannung angelegt. Der durch das Wasser fließende Strom erhitzt dieses. Es sind Heizleistungen von bis zu 90 MW [13] erreichbar, wobei der Kessel auch flexibel mit jedem Bruchteil der Maximallast laufen kann. Die Leistung kann z.B. darüber geregelt werden, wie groß die Berührungsfläche von Wasser und Elektroden ist (Eintauchtiefe). Diese Methode bietet sich aufgrund der kurzen Reaktionszeiten für die Regelleistungsbereitstellung im Stromsystem an. So kann Volllast von einem Kaltstart innerhalb von 5 Minuten und von Minimallast innerhalb von 30 Sekunden erreicht werden [16]. Das Ein- und Abschalten kann als Stromnetzdienstleistung zu Zeiten von Angebotsspitzen (z.B. Windstrom oder Photovoltaik) geschehen; der groß dimensionierte Wärmespeicher übernimmt also mit seiner großen thermischen Trägheit die Aufgabe einer Glättung von Leistungsspitzen, das so genannte „peak shaving“. Der Strom-zu-Wärme Vorreiter Dänemark hat bereits Elektrodenkessel mit einer aggregierten Leistung von mehr als 405 MW installiert (Stand 2014) [14].

Power-to-Heat Technologien stellen also negative Regelleistung bereit und können sich in Zukunft zu einem wesentlichen Instrument der Glättung von Lastspitzen im Stromsystem entwickeln. Damit könnten sie ein wichtiges Instrument des Lastmanagements werden. Für weitere Informationen siehe Steckbrief „Lastmanagement“.

Eine mögliche Anwendungstechnologie für Power-to-Heat in unterschiedlichen Leistungsklassen ist die **Elektrowärmepumpe**. Diese entzieht der Umwelt Wärme auf niedrigem Temperaturniveau und hebt diese unter Zuhilfenahme von Antriebsenergie auf ein höheres Niveau. In der Wärmepumpe zirkuliert ein Kältemittel, das schon bei geringen Temperaturen verdampft. Das dampfförmige Kältemittel wird durch die Antriebsenergie verdichtet, wodurch Druck und Temperatur steigen. Zuletzt wird das Kältemittel wieder verflüssigt und gibt dabei die extern zugeführte Energie sowie die aus der Umwelt aufgenommene Energie als Wärmeenergie ab. Die Antriebsenergie wird in den meisten Fällen elektrisch zur Verfügung gestellt. Die

Aufgabe der Wärmepumpe ist dann, mit Hilfe von möglichst wenig elektrischer Energie möglichst viel Umweltwärme nutzbar zu machen.

Als Umweltwärme-Reservoir können unterschiedliche Medien genutzt werden: Sowohl die Außenluft, als auch Grund-, Ab-, stehendes oder fließendes Wasser oder das Erdreich kommen infrage. Darüber hinaus können mit einer Sole gefüllte und üblicherweise vergrabene und solarthermisch erwärmte Tanks als Reservoir genutzt werden. Schlussendlich können **auch Kombinationen verschiedener Wärmequellen** genutzt werden. Zum Beispiel kann ein vergrabener Soletank durch eine Solarthermische Anlage auf ein höheres Temperaturniveau gebracht werden zur Verringerung der Temperaturdifferenz zwischen Reservoir und Heiztemperatur bzw. zur sogenannten Speicherregeneration.

In der üblichen Bezeichnungsweise gibt der Begriff vor dem Schrägstrich „/“ die Wärmequelle und der Begriff dahinter die Wärmesenke an. Z.B. Wird bei der Luft/Wasser-Wärmepumpe der Umgebungsluft Wärme entzogen und einem Wasserkreislauf zur Verfügung gestellt.

Eine Wärmepumpe kann pro kWh eingespeister elektrischer Energie wesentlich mehr zusätzliche Umgebungswärme zu Heizzwecken nutzbar machen. Das Output zu Input Verhältnis wird im Jahresmittel als **Jahresarbeitszahl** (**JAZ**, auch engl. c*oefficient of performance,* **COP**) bezeichnet. Eine Wärmepumpe mit einer Arbeitszahl von 4 liefert also pro eingesetzter Kilowattstunde Strom 4 Kilowattstunden Wärme. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) macht von diesen Leistungswerten die Förderung von Wärmepumpen abhängig [17]. Dabei werden definierte Betriebspunkte für die Labortests angegeben, die nach der Richtlinie VDI 4650 Blatt 1 durchgeführt werden müssen. Übliche Angaben lauten z.B. „COP 4,30 im Betriebspunkt B0/W35“, was so viel bedeutet wie „Jahresarbeitszahl 4,30 für eine Sole-Wasser Wärmepumpe mit 0°C Sole- und 35°C Heizwassertemperatur. Das „B“ steht dabei für das englische Wort für Sole (brine) und „W“ für Wasser (water). Analog werden „A“ für Luft (air) und „E“ für Erdreich (earth) verwendet.

Für eine Förderung seitens der **BAFA** müssen folgende Mindestwerte gemäß dem europäischen Umweltzeichen „Euroblume“ eingehalten werden [17]:

Jahresarbeitszahlen von elektrisch betriebenen Wärmepumpen
(die Werte beziehen sich auf die aktuelle Prüfnorm EN 14511)

- Luft/Wasser-Wärmepumpen: 3,10 (im Betriebspunkt A2/W35)
- Sole/Wasser-Wärmepumpen: 4,30 (im Betriebspunkt B0/W35)
- Wasser/Wasser-Wärmepumpen: 5,10 (im Betriebspunkt W10/W35).

Eine Wärmepumpenheizung ist immer dann besonders effizient, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Umwelttemperatur und Zieltemperatur klein ist. Besonders leistungsfähig ausgelegte Wärmepumpen können selbst im strengen Winter die Heizleistung für das zugehörige Gebäude allein aufbringen (monovalenter Betrieb). In vielen Fällen (typ. Luft/Wasser- oder Luft/Luft-Wärmepumpe) gelingt dies jedoch nicht und es wird eine **Spitzenlast-Zusatzheizung** benötigt. Dies kann u.a. mit niedrigen Investitionskosten durch eine zusätzliche **Heizpatrone** im Warmwasserspeicher realisiert werden. Bei rein elektrischer (*monoenergetischer*) Heiztechnik entfallen auch die Schornsteinfegerkosten. Alternativ kann eine Kombination aus Wärmepumpe und konventioneller Heiztechnik (Gasbrennwerttechnik) als Spitzenlastheizer verwendet werden. Solch ein kombiniertes System wird bivalent genannt.

Um die (unerwünschte) Zusatzheizung möglichst wenig nutzen zu müssen und somit den Umweltanteil der Heizenergie zu maximieren, sind Flächenheizungen mit niedrigen Vorlauftemperaturen und gute

Dämmstandards des beheizten Gebäudes Voraussetzung. In solch einem Objekt wird dann lediglich für die Heißwasserbereitstellung eine Zusatzheizung benötigt.

Die technische Umsetzung der Wärmepumpenheizungen unterscheidet sich deutlich zwischen Luft-Ventilatoren, Solepumpen oder Grundwasserpumpen mit großen Variationsbreiten hinsichtlich Standorteignung, Investitionskosten und Eigenenergieverbräuchen. Marktübersichten für Deutschland inkl. typischer Leistungswerte nach Herstellerangaben finden sich in den Quellen [7] und [18].

Die Wärmepumpenheizung ist in ihrer **ökologischen Bilanz** abhängig vom verwendeten Strommix zur Bereitstellung der Antriebsenergie. Da elektrische Wärmepumpen am Aufstellort keine Schadstoffe emittieren, sondern der ggf. konventionell erzeugte Strom aus Großkraftwerken kommt, müssen die durchschnittlichen Emissionen des aktuellen Strommixes berücksichtigt werden. Der CO_2-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes liegt für den Inlandsverbrauch bei 527 g/kWh (Stand 2016, erste Schätzungen des Bundesumweltamtes [19]). Nimmt man eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4 an, so stehen jeder kWh erzeugter Wärme nur noch 130 g CO_2 gegenüber (also ein Viertel). Zum Vergleich: Wird Erdgas als Brennstoff zum Heizen eingesetzt, beträgt sein CO_2-Emissionsgrad 202 g/kWh [6]. Mit einem sich weiterhin in Richtung erneuerbarer Energien verändernden Strommix wird der Anteil nicht-regenerativer Primärenergie, den die Elektrowärmepumpen verbrauchen, immer geringer, sodass die Wärmepumpentechnologie noch weiteres CO_2-Einsparungepotenzial erschließen kann.

Bei den **Installationskosten für Elektro-Wärmepumpenheizungen** lässt sich eine klare Tendenz feststellen. Die Nutzung von Umgebungsluft ist in der Installation preisgünstiger und mit weniger Platz- und Zulassungs-Einschränkungen zu realisieren als aufwändige Tiefenbohrungen oder sonstige Erdarbeiten. Ein Nachteil besteht aber im Winter, wenn die Luft-Wärmepumpen bei tiefen Außentemperaturen ineffizienter arbeiten und eine alternative Heiztechnik benötigt wird (z.B. zusätzlicher Elektroheizstab oder Gas-Spitzenlastkessel). Bei Neubauten können zur Nutzung von Erdwärme Synergieeffekte genutzt werden wie z.B. ohnehin anfallende Erdarbeiten, Wegfall eines Schornsteinbaus, etc. Bei den Neubauten entscheiden sich bereits rund 30 % der Bauherren für eine Wärmepumpe [1]. Der Zuwachs im Neu- und Sanierungs-Bereich hat noch weiteres Entwicklungspotenzial, durch die hohen Investitionskosten hängt dieser aber auch weiterhin von der Attraktivität der Förderprogramme ab. Eine Eignung für eine bestimmte Wärmepumpentechnologie lässt sich nur durch Einzelfallprüfung bestimmen. Langfristig kann mit weiterer Reifung der Technik, steigenden Stückzahlen und sinkenden Investitionskosten gerechnet werden.

Die wirtschaftliche Bilanz hängt stark vom Strompreis ab. Für elektrisch geführte Wärmepumpen bieten einige Stromversorger spezielle **Wärmepumpentarife** an. Die Abrechnung wird mittels eines zweiten Stromzählers umgesetzt. Eine wesentliche Unsicherheit für die Investitionsentscheidung des Endkunden liegt auf der Hand: Bei steigenden Strompreisen ist stets mit einem Anstieg der Heizkosten zu rechnen. Im Jahr 2016 wurden in Deutschland rund 66.500 neue Wärmepumpen installiert, davon 13.300 in NRW. Insgesamt befinden sich bereits 750.000 Stück im Bestand, davon über 150.000 (ca. 20 Prozent) in NRW [20]. Laut Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks waren 2016 bereits 900.000 Wärmepumpen in Deutschland installiert [21].

Eine weiter bereits erwähnte Technologie für Power-to-Heat ist die **Heizpatrone**. Sie dient im Wesentlichen der steuerbaren elektrischen Nacherwärmung im Heizungssystem [22]. Außerdem bieten Heizpatronen Potenziale zum Ausgleich von elektrischen Lastspitzen im Stromnetz durch fluktuierend einspeisende erneuerbare Energien. Dazu erwärmen sie zu Zeiten hohen Stromangebots wie ein Tauchsieder Wasser in

einem Pufferspeicher, aus dem die Wärme bei Bedarf entnommen wird. Konventionelle Heizpatronen für die Gebäudeversorgung bestehen aus einem Heizdraht, welcher meist aus einer Nickellegierung gefertigt ist, einer Isolation, z. B. Magnesiumoxid, und einem Stahlmantel [23]. Die Leistung der Heizpatrone und das Volumen des Pufferspeichers richten sich dabei nach dem Heizwärme- und dem Trinkwasserwärmebedarf, welche durch die Anzahl der Personen im Haushalt maßgeblich beeinflusst wird. Ein wesentlicher Vorteil der Heizpatronen und Pufferspeicher ist die hohe Wasser-Abrufleistung bei konstanter Temperatur, sodass die Versorgung mehrere Zapfstellen mit höherer Abnahmemenge möglich ist [24]. Darüber hinaus sind Heizpatronen regelbar und weisen ein günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis auf [25].

Der technologische Nachteil dieser Technik besteht in der eingeschränkten Schichtungsfähigkeit und Turbulenzen im Heizwasser innerhalb des Speichers. Des Weiteren stellen die Strahlungsverluste an die Umgebung, der höhere Platzbedarf für den Speicher und die Wasserhygiene (Legionellen, Keime) Nachteile beim Einsatz von Heizpatronen in Pufferspeichern dar [24].

Ein völlig anderes Konzept ist die klassische Erzeugung von Wärme aus elektrischer Energie zu Heizzwecken. Die **Nachtspeicherheizung** wandelt die wirtschaftlich wertvolle elektrische Energie irreversibel in thermische Energie um. Die Gesamtenergiebilanz fällt schlecht aus, da zur Erzeugung eines großen Teils der elektrischen Energie fossile Energieträger verbrannt werden müssen, um die entstehende Wärme zur Stromerzeugung zu nutzen und nach dem ebenfalls verlustträchtigen Transport desselben wieder Wärme aus dem Strom zu erzeugen. Der nicht-erneuerbare Primärenergiefaktor für in Deutschland erzeugte Nachtspeicherwärme liegt bei 2,6 [5], während eine Elektrowärmepumpe ein Viertel dieses Wertes erreichen kann (s.o.).

Der Nachtspeicherofen speichert die Wärme für einige Stunden bis wenige Tage in z.B. Schamottsteinen zwischen, während gleichzeitig über Wärmestrahlung und Konvektion (optional verstärkt durch Radiatoren) Wärme an den Raum abgegeben wird. Dieses Konzept einer Stromheizung kann dann wirtschaftlich sein, wenn zu bestimmten Uhrzeiten preisgünstige elektrische Energie bezogen werden kann. Neben den klassischen Zimmerheizungen gibt es auch Produkte mit integrierter Warmwasserbereitstellung oder Fußboden-Nachtspeicherheizungen.

Aktuell werden etwa 2,3 % der Wohnungen mit Direktstrom beheizt [3]. Für die langfristige Perspektive ist derzeit offen, ob der direkt-elektrisch gedeckte Wärmebedarf der Haushalte noch einmal eine Renaissance erlebt, um gezielt Lastspitzen aus den Stromnetzen zu nehmen.

Zum Zweck des Lastmanagements in der elektrischen Wärmebereitstellung könnten also insbesondere Wärmepumpen, Heizpatronen, sowie Elektrodenkessel eingesetzt werden. Voraussetzungen für den flexiblen, netzdienlichen Einsatz sind neben Kostensenkungen bei den Wärmepumpen die Etablierung von kostengünstiger Regelungs-, Kommunikations-, und Abrechnungselektronik und entsprechender Tarife und die bivalente Nachrüstung von Fernwärmesystemen, die neben den verfügbaren Elektrodenkesseln auch Wärmespeicher umfassen sollte, um zeitliche Flexibilität bereitstellen zu können.

[1] ENERGIEAGENTUR.NRW: *Zukunftsenergieland Nr. 1 NRW : Daten, Fakten und Zahlen - ENERGIE*. URL http://www.energieagentur.nrw.de/zukunftsenergieland-nr-1-nrw-daten-fakten-und-zahlen-energie-23861.asp. - abgerufen am 2014-03-04. — www.energieagentur.nrw.de

[2] ENERGIEAGENTUR.NRW: *115.200 Wärmepumpen in Nordrhein-Westfalen in Betrieb*. URL http://www.energieagentur.nrw.de/waermepumpen/91200-waermepumpen-in-nordrhein-westfalen-in-betrieb-16637.asp. - abgerufen am 2014-03-04. — EnergieAgentur.NRW.de

[3] DIEFENBACH, NIKOLAUS ; CISCHINSKY, HOLGER ; RODENFELS, MARKUS ; CLAUSNITZER, KLAUS-DIETER: Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Bremer Energie Institut (BEI), Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU) (2010)

[4] HEILEK, CHRISTIAN ; KÜHNE, MAXIMILIAN ; TZSCHEUTSCHLER, PETER: Energiewirtschaftliche Bewertung der Wärmepumpe in der Gebäudeheizung - Studie im Auftrag des Bundesverbandes Wärmepumpe e. V., Technische Universität München Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner, Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher (2013)

[5] OSCHATZ, BERT ; MAILACH, BETTINA: BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2010, Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (2010)

[6] ICHA, PETRA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013)

[7] KÖLBL, I. ; WAGNER, S.: Marktübersicht Wärmepumpen, Elektropraktiker, Berlin 56 6 (2002)

[8] *Wärmepumpe: Preise, Kosten und Wirtschaftlichkeit*. URL http://www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/waermepumpe/waermepumpen-kosten. - abgerufen am 2014-02-25. — heizsparer.de

[9] *Wärmepumpen Preise*. URL http://www.waermepumpen.info/ratgeber/preise. - abgerufen am 2014-02-27. — Waermepumpen.info

[10] STIFTUNG WARENTEST: Mit Strom Wärme pumpen (2007)

[11] DIEFENBACH, NIKOLAUS ; LOGA, TOBIAS ; GROßKLOS, MARC ; HERBERT, CARSTEN: Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand, IWU Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Annastr. 15, 64285 Darmstadt

[12] SCHMIDT, M. ; SPITTA, C. ; VRANGOS, V.: *roadmap | KWK.NRW – Einsatz von KWKTechnologien in NRW – Detailfragestellungen und Forschungsagenda; Abschlussbericht zum Verbundprojekt*. Essen : Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Lehrstuhl für Energietechnik und Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik der Universität Duisburg- Essen, 2015

[13] *Technische Daten*. URL http://www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel/technische-daten/. - abgerufen am 2016-09-05

[14] GERHARDT, NORMAN ; RICHTS, CHRISTOPH ; HOCHLOFF, PATRICK ; MÜLLER, THORSTEN ; HILPERT, JOHANNES ; ANTONI, OLIVER ; SCHULZ, WOLFGANG: *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten* (Studie im Auftrag von Agora Energiewende). Berlin : Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer IFAM, 2014

[15] STATISTA: Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2015 (2017)

[16] *PARAT IEH Hochspannung Elektrodenkessel für Dampf- und Heißwasser - Parat*. URL http://www.parat.no/de/produkte/parat-ieh-hochspannung-elektrodenkessel/.

[17] Erneuerbare Energien Wärmepumpen mit Prüfzertifikat des COP-Wertes, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Leitungsstab Presse- und Sonderaufgaben, Frankfurter Str. 29-35, 65760 Eschborn (2014)

[18] Marktübersicht Wärmepumpen zur Nutzung von Erdwärme, IKZ-Energy Heft 1 2009 (2009)

[19] UMWELTBUNDESAMT: Entwicklung des CO2-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2016 (in Gramm pro Kilowattstunde) (2017)

[20] ENERGIEAGENTUR.NRW: *Zukunftsenergieland Nr. 1 NRW : Daten, Fakten und Zahlen 2016*. URL http://www.energieagentur.nrw/eanrw/zukunftsenergieland_nr._1_nrw__daten_fakten_und_zahlen_2016. - abgerufen am 2017-10-17

[21] BDH; BUNDESVERBAND DES SCHORNSTEINFEGERHANDWERKS: Bestand zentraler Wärmeerzeuger für Heizungen in Deutschland nach Kategorie im Jahr 2016 (in Millionen Stück) (2017)

[22] BARGEL, STEFAN: *Entwicklung eines exergiebasierten Analysemodells zum umfassenden Technologievergleich von Wärmeversorgungssystemen unter Berücksichtigung des Einflusses einer veränderlichen Außentemperatur*. Bochum, Ruhr-Universität Bochum, Dissertation der Fakultät für Maschinenbau, 2010

[23] KÜHL, HANNES: Keramische Hochtemperatur-Heizelemente - Heizen und Zünden mit Keramik, Verband der Keramischen Industrie e. V. (2013)

[24] GÜNTHER, STEPHAN: Warmwasserspeicher oder Durchlauferhitzer zur Wasserbereitung, energieheld GmbH

[25] GROSCURTH, HELMUTH-M. ; BODE, SVEN: *"Power-to-heat" oder "Power-to-gas"?* (Discussion Paper Nr. 9). Hamburg : arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2013

RÜCKVERSTROMUNG MIT BRENNSTOFFZELLEN (BZ)

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
	Betrachtung kleiner Leistung nur für KWK-Anwendung sinnvoll siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“			
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Stadium	Markteinführung	Wachstums-phase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, SOFC, PAFC, MCFC			
Elektr. Wirkungsgrad (bez. auf H_i) / %	42 – 60 [1], [2]	→	→	
CO_2–Einsparung ggb. Strom Mix / %	0 - 30*	→	↘	
Energieträger	Erdgas, Biogas, H_2			
Leistungsklasse ab 1000 kW_{el}				
Stadium	Markteinführung	Wachstums-phase	Reifephase	Reifephase
Brennstoffzellentypen	PEMFC, MCFC			
Elektr. Wirkungsgrad (bez. auf H_i) / %	40 – 47 [3], [4]	→	→	
CO_2–Einsparung ggb. Strom Mix / %	-5 - 11*	→	↘	
Energieträger	Erdgas, H_2			
*$CO_{2,einspar.}$ =1- $\eta_{el,mix}/\eta_{el,BZ}$ mit $\eta_{el,mix}$ = 42 % [5], Wirkungsgrad der Stromerzeugung in Deutschland (2011)				

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse ab 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW_{el})	k.A.		10	
Instandhaltungskosten (ct / kWh_{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW_{el})	k.A.			
Leistungsklasse ab 1000 kW_{el}				
Investitionskosten (1000 € / kW_{el})	k.A.			
Instandhaltungskosten (ct / kWh_{el})	k.A.			
Generalüberholung (1000 € / kW_{el})	k.A			

Stand der Technik und Potenzial

Technologie

Brennstoffzellen sind hocheffiziente, elektrochemische Stromerzeuger, die ohne den Umweg über Wärme die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie direkt in Elektrizität umwandeln. Die Technologie basiert dabei auf der Umkehrung der Wasserelektrolyse, d.h. aus den Gasen Wasserstoff und Sauerstoff entsteht unter Abgabe elektrischer Energie und Wärme als nahezu einziges Reaktionsprodukt Wasser [6]. Neben der Kraft-Wärme-Kopplung als Hauptanwendungsgebiet für stationäre Brennstoffzellensysteme kann auch die reine dezentrale Stromerzeugung betrachtet werden. Hohe elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 %, gute Teillastfähigkeit sowie das Potenzial des besonders schadstoff- und geräuscharmen Betriebs machen Brennstoffzellen insgesamt zu einer viel versprechenden Technologie, die mit konventioneller Stromerzeugung im Leistungsbereich bis ca. 4 MW konkurrieren kann. Die erzielbaren CO_2-Einsparungen gegenüber den durchschnittlichen CO_2-Emissionen des deutschen Strom-Mix können dabei bis zu 30 % betragen [5].

Für stationäre Systeme haben sich Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEMFC) und Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC) sowie Oxidkeramischen Brennstoffzellen (SOFC) und Karbonatschmelzen-Brennstoffzellen (MCFC) etabliert. Realisiert sind vornehmlich Anlagen, in denen Erdgas als Energieträger eingesetzt wird. Die Nutzung von Biogas und Flüssiggas (LPG) ist Gegenstand der Entwicklung. Der Energieträger wird durch einen vorgeschalteten Reformierungsprozess unter Zugabe von Wasser und/oder Luft in ein Wasserstoff und Kohlenmonoxid haltiges Synthesegas umgewandelt. Die Komplexität dieses Prozesses hängt maßgeblich von der Kohlenmonoxid-Verträglichkeit des Brennstoffzellentyps ab. Während sowohl bei SOFC- als auch bei MCFC-basierten Anlagen das erzeugte Synthesegas direkt der Brennstoffzelle zugeführt und dort über die elektrochemische Reaktion verstromt werden kann, erfordern die PAFC- und PEM-Technologie weitere Reaktionsstufen zur Reduzierung des Kohlenmonoxidanteils auf unter 2 % (PAFC und Hochtemperatur-PEM-BZ) bzw. auf unter 30 ppm (Niedertemperatur-PEM-BZ). An geeigneten Standorten mit existierender lokaler Wasserstoff-infrastruktur, wie beispielsweise der Chlorindustrie, wird vereinzelt auch reiner Wasserstoff in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung genutzt [7], [8]. Hierfür eignen sich insbesondere PEMFC aber auch SOFC [1], [7], [9]. Je nach Verfügbarkeit von Wärmesenken wird dabei auch die entstehende Abwärme genutzt und man spricht von einer KWK-Anwendung (siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“). Die reinen H_2-Anwendungen bilden aufgrund der stark eingeschränkten Infrastruktur derzeit noch die Ausnahme, sie demonstrieren jedoch das Nutzungspotenzial von Wasserstoff als Energiequelle zur Rückverstromung bei einer erweiterten H_2-Infrastruktur.

BZ-Systeme im Leistungsbereich bis ca. 5 kW sind bislang nicht mit Fokus auf Rückverstromung entwickelt worden. Die vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten erfordern eine Maximierung des Nutzens dieser kleinen Anlagen, so dass eine Wirtschaftlichkeit erst mit der Co-Generation von Strom und Wärme gegeben ist (siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen“). Stationäre Brennstoffzellen in einem Leistungsbereich von einigen 100 kW bis in den einstelligen MW-Bereich werden hingegen bereits im reinen Stromerzeugungsmodus betrieben. Als Systeme zur Erzeugung von „Prime Power“, „Backup Power“ oder „Continous Power“ haben sich Brennstoffzellen für unterschiedliche Anwendungen etabliert. So konnten beispielsweise während der Flutkatastrophe an der Ostküste der USA im Jahr 2012 Brennstoffzellen basierte Notstromaggregate von UTC (heute Doosan Fuel Cell America Inc.) und Ballard ihre Robustheit und Zuverlässigkeit erfolgreich unter Beweis stellen. Konventionelle Dieselaggregate mussten aufgrund eingeschränkter Kraftstoffversorgung nach kurzer Zeit abgeschaltet werden, wohingegen die

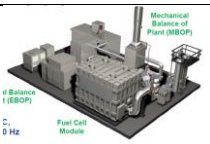
Erdgasbetriebenen Brennstoffzellensysteme unterbrechungsfrei weiter betrieben werden konnten [10]. Unternehmen wie z.B. eBay (US) und Macy's (US) setzen aufgrund dieser hohen Verlässlichkeit von Brennstoffzellen auch im Bereich „Continous Power" also der Grundlastversorgung z.B. für Datenzentren auf die eigene dezentrale Stromerzeugung mit Brennstoffzellensystemen. Das Stromnetz mit zentraler Erzeugung dient in diesem Fall lediglich als Notstromversorgung wodurch insgesamt die Betriebs- und Investitionskosten sinken und ein wirtschaftlicher Betrieb vorausgesagt wird [10], [11].

Durch die Vielfalt der Brennstoffzellen-Technologie sowohl was die Verwendung unterschiedlicher Energieträger als auch den breiten Leistungsbereich betrifft, kann in zukünftigen Energiesystemen die bedarfsgerechte Rückverstromung von chemisch gespeicherter Energie (Wasserstoff oder synthetisches Erdgas) durch Brennstoffzellen einen wesentlichen Beitrag leisten, um das Prinzip Power-to-Gas and Heat (PtGH) erfolgreich zu etablieren.

Marktsituation

Stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung sind in einem Leistungsbereich von 100 kW bis ca. 3700 kW von unterschiedlichen Herstellern bereits serienreif auf dem Markt verfügbar. In Tabelle 3 sind beispielhaft Systeme mit den jeweiligen Eckdaten aufgelistet. Bei der Marktrecherche wird deutlich, dass die unterschiedlichsten Brennstoffzellentypen zum Einsatz kommen. Der Großteil der Anlagen ist zur Kraft-Wärme-Kopplung geeignet (siehe Steckbrief „KWK mit Brennstoffzellen"), wodurch Systemwirkungsgrade bis auf > 90 % gesteigert werden können. Bei fehlender Wärmesenke ist eine entsprechende Kühlung vorzusehen. Die erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade liegen dann im Bereich zwischen 40 und 60 %, was im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung weiterhin einen Vorteil darstellt.

Tabelle 4: Auswahl von Brennstoffzellen zur Stromproduktion [1], [2], [4], [12], [13]

					
Hersteller	**Fuji Electric**	**Doosan Fuel Cell America**	**Fuel Cell Energy**	**Nedstack**	**Bloom**
Typ	PAFC	PAFC	MCFC	PEMFC	SOFC
P_{el} / kW	100	440	1400 - 3700	2 - 1000	200
η_{el} / %	42	45	47 - 60	50	52 - 60
Energieträger	Erdgas, Biogas, H_2	Erdgas	Erdgas	H_2	Erdgas, Biogas

Die **wirtschaftliche Bewertung** von Brennstoffzellenanlagen zur Rückverstromung ist anhand der verfügbaren Daten nur schwer möglich. Hersteller stellen keine pauschalen Zahlen über Investitionskosten zur Verfügung. Jedoch wird der dezentralen Stromerzeugung durch Brennstoffzellen aufgrund der günstigeren Kosten für Gas, des hohen Erzeugungs-Wirkungsgrades und der fehlenden Kosten für die Stromtransport-Infrastruktur eine Amortisationszeit von z.B. 3 – 5 Jahren zugesprochen [14]. Die hohe Verlässlichkeit erübrigt die Installation von teuren Notstromaggregaten, was zusätzlich die Wirtschaftlichkeit erhöht. In der Bewertung von Prime Power (Amerika, Asien & Afrika) spielen insbesondere die entstehenden Kosten bei einem Stromausfall bzw. die reine Notwendigkeit der unterbrechungsfreien Stromversorgung eine wesentliche Rolle (Stichwort: instabiles Stromnetz).

[1] Fuji Electric Systems Co., Ltd.: PAFC Package Brochure, The perfect power-plant solution to your environmental pollution problems (2010)

[2] Bloomenergy: ES-5700 Energy Server, Produktdatenblatt (2015)
[3] Ballard Power Systems, Inc.: CLEARgen Specification Sheet (2012)
[4] Fuel Cell Energy: SureSource 1500 - Produktdatenblatt (2017)
[5] BMWi: Energie in Deutschland Trends und Hintergründe zur Energieversorgung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2013)
[6] Heinzel, Angelika: Brennstoffzellen: Entwicklung, Technologie, Anwendung. Heidelberg : Müller, 2006 — ISBN 3-7880-7741-7
[7] Nedstack, PEM Fuel Cells: Chlorine H2 Recovery. URL http://www.nedstack.com/applications/chlorine-h2-recovery. - abgerufen am 2014-03-07
[8] Barrett, Steve: Dutch partners deliver first 2 MW PEM fuel cell plant in China - Renewable Energy Focus. URL http://www.renewableenergyfocus.com/view/45502/dutch-partners-deliver-first-2-mw-pem-fuel-cell-plant-in-china/. - abgerufen am 2017-08-04
[9] Blum, Ludger: SOFC-Technologie – Eine vielversprechende Option für die effiziente Rückverstromung von Wasserstoff.
[10] Wing, Jonathan: Analyst View - Extreme Weather and Fuel Cell Backup Power.pdf, Fuel Cell Today (2012)
[11] Bloomenergy: MACY'S, INC. Installs new Bloom Engergy Server in Conneticut, Pressemeldung (2013)
[12] Doosan Fuel Cell America, Inc.: PureCell Model 400 Produktdatenblatt 2016 (2016)
[13] Nedstack: Nedstack MW PEM FC Power Plant, Produktdatenblatt 2017 (2017)
[14] Bloomenergy: Reduce Energy Costs | Bloom Energy. URL http://www.bloomenergy.com/reduce-energy-costs/. - abgerufen am 2014-03-12

STEIN- UND BRAUNKOHLEKRAFTWERK

Technische Daten

Technologie	Steinkohle				Braunkohle			
	2016	**2020**	**2030**	**2050**	**2015**	**2020**	**2030**	**2050**
Wirkungsgrad [%]*	30-46				35-44			
Verfügbarkeit [%]	82-92	→	→	→	85-95	→	→	→
Eigenverbrauch [%]	8-14				4,5-6			
Lasttransient [%/min]	0,6-3	↗	↗	↗	0,6-3	↗	↗	↗
Mindestlast [%]	30-40	→	→	→	50-60	→	→	→
Anfahrzeit (warm) [h]	1,5-4	→	→	→	1-4	→	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	35-50	→	→	→	35-50	→	→	→
Typische Anlagengröße [MW]	200-1000				300-1100			
CO_2-Faktor [tCO_2/MWh]	0,7-1	→	→	→	0,8-1,2	→	→	→
Bestand in Deutschland [MW], Stand 2017	28324				20901			
Bestand in NRW [MW], Stand 2017	11371				10442			

Quellen: [1]–[8]

Kosten in €

Technologie	Steinkohle				Braunkohle			
	2016	**2020**	**2030**	**2050**	**2015**	**2020**	**2030**	**2050**
Investitionskosten [€/kW]	1500-1700	→	→	→	1800-2100	→	→	→
Fixe Betriebskosten [€/kWa]	24-47	→	→	→	28-37	→	→	→
Variable Betriebskosten [€/MWh]	3-10	→	↗	↗	3-12	↗	→	→

Quelle: [1]

*bei superkritischen bis ultra-superkritischen Dampfparametern.

Stand der Technik und Potenzial

Funktionsweise: In einem Kohlekraftwerk wird durch die Verbrennung von Stein- oder Braunkohle Dampf erzeugt, der eine Dampfturbine antreibt. Ein mit der Dampfturbine verbundener Generator erzeugt schließlich Strom. Das beim Verbrennungsprozess entstehende Rauchgas, welches neben Kohlendioxid auch Schwefeldioxid sowie Spurenelemente und Stäube enthält, wird, bevor es in die Atmosphäre gelangt, in Rauchgasentschwefelungsanlagen gereinigt.

Kohle wird weltweit hauptsächlich im mehr im Tiefbau als im Tagebau gewonnen. Steinkohle wird je nach den geologischen Gegebenheiten sowohl im Tage- als auch im Tiefbau gewonnen. Schäden, die beim Tiefbau durch Senkungen hervorgerufen werden, sind größtenteils Bergschäden. Braunkohle wird weltweit vorwiegend im Tagebau gewonnen, in Deutschland ausschließlich im Tagebau. Dabei kann es zur Umsiedlung und Abbaggerung von Ortschaften kommen. In Deutschland beläuft sich die Zahl von sog. devastierten Ortschaften auf über 300 [9]. Nach Inanspruchnahme werden die Flächen wieder rekultiviert und die Restlöcher werden in der Regel durch Flutung in künstliche Seen umgewandelt.

Im Vergleich zu Steinkohle hat die Braunkohle einen hohen Wasser- und damit einen geringen **Energiegehalt pro Tonne**. Eine grubennahe Verstromung liegt aufgrund der daraus resultierenden hohen spezifischen Transportkosten nahe, daher existiert auch kein Marktpreis für Braunkohle und alleine die Förder- und CO_2-Kosten sind relevant für die Kosten der Braunkohlenverstromung [10].

Kohlekraftwerke werden nach dem Druck- und Temperaturlevel **klassifiziert**: subkritisch (Druck bis 221 bar und Temperaturen bis 374 °C), superkritisch (Druck ab 221 bar und Temperaturen bis 593 °C), ultra-superkritisch (Druck ab 221 bar und Temperaturen von 593 bis 700 °C), wobei der Wirkungsgrad mit steigender Temperatur und Druck zunimmt [5]. Den **Stand der Technik** stellen Braunkohlenkraftwerke mit optimierter Anlagentechnik dar (BoA), welche durch Vortrocknung der Braunkohlen einen Wirkungsgrad von 43-45 % erreichen [11]. Bei Steinkohlekraftwerken gehört eine Erzeugung bei superkritischen und ultra-superkritischen Dampfparametern zum Stand der Technik und resultiert in maximalen Wirkungsgraden von bis zu 50 %. Grundsätzlich gilt auch hier, dass mit steigender Temperatur und Druck der Wirkungsgrad zunimmt [5]. Eine weitere Steigerung des Maximalwirkungsgrades ist bei Dampftemperaturen von 700°C und mehr möglich, diese stellt jedoch enorme Ansprüche an die verwendeten Werkstoffe.

Da im zukünftigen Elektrizitätssystem fluktuierende erneuerbare Energien in vielen Stunden des Jahres einen Großteil der Elektrizität produzieren werden, erübrigt sich die klassische Aufteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke und die **Flexibilität** von konventionellen Kraftwerken, die in Konkurrenz mit den anderen Flexibilitätsoptionen Netze, Speicher und Lastmanagement die Residuallast decken, spielt eine immer größere Rolle. Die Flexibilität von vielen bestehenden Kohlekraftwerken ist aufgrund ihrer früheren Auslegung als Grundlastkraftwerke gering. Die Entwicklung bei Anlagen mit Retrofitting und neuen Anlagen geht jedoch in Richtung einer Verminderung der Mindestlast auf ca. 30 % bei Steinkohlekraftwerken und unter 40 % bei Braunkohlekraftwerken sowie erhöhten Lasttransienten von über 6 %/min respektive 3 %/min [1], [11]. Im Vergleich zu optimierten Gas-und-Dampfkraftwerken mit entkoppeltem Dampfkreislauf, deren Mindestlast gegen 15 % und Lasttransienten gegen 15 %/min gehen, ist jedoch selbst die Flexibilität von neuen Kohlekraftwerken nicht konkurrenzfähig [3].

Zur Absenkung der Mindestlast und Verbesserung der maximalen Laständerungs-geschwindigkeit von Steinkohlekraftwerken stellt die Entkopplung von Ausmahlung und Verbrennung (indirekte Feuerung) eine sinnvolle Maßnahme dar. Hierdurch kann auf Lastwechsel flexibler reagiert werden, und es lassen sich kürzere Anfahrtszeiten realisieren. Zusätzlich kann durch die optimierte Auslegung von Anlagenteilen und die Verwendung höherwertiger Werkstoffe das Verhalten während der Laständerung verbessert und die Lebensdauer bei häufigen Lastwechseln erhöht werden.

Der **CO_2-Emissionsfaktor** der Stein- und Braunkohlewerke ist mit 700-1000 bzw. 800-1200 Kilogramm CO_2 pro MWh Elektrizität der höchste aller Energieträger. Mit einem Anteil von 18 % am deutschen Strommix im Jahr 2015 betrug der Anteil von Steinkohlekraftwerken an den CO_2-Emissionen aus dem Stromsektor ca. 30 %. Braunkohle machte 2015 einen Anteil von ca. 24 % am deutschen Strommix und über 50 % der gesamten CO_2-Emissionen im Stromsektor aus [12]. Mit einer installierten Leistung von insgesamt 21.8 GW (11.4 GW Steinkohle und 10.4 GW Braunkohle) und einem Anteil von über 65 % am Strommix in NRW (25 % Steinkohle und 40 % Braunkohle) stellen Stein- und Braunkohle einen gewichtigen Teil der Stromerzeugung des Landes [4]. Das im Jahre 2013 in NRW verabschiedete Klimaschutzgesetz schreibt eine CO_2-Reduktion um 25 % bis 2020 und um 80 % bis 2050 vor [13]. Eine Reduktion der Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle scheint unter diesen Voraussetzungen als sehr wahrscheinlich.

Beimischung von Biomasse ist eine Option, den CO_2-Faktor der Braunkohlenverstromung zu reduzieren, da Biomasse während des Wachstumprozesses CO_2 bindet und somit CO_2-neutral ist. Dazu existieren verschiedene Technologie-Optionen, welche unterschiedlich mit den veränderten Anforderungen einer Biomasse-Verfeuerung wie der verstärkten Ascheproduktion und dem höheren Feuchtigkeitsgehalt umgehen [1].

[1] DIW, “Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050,” 2013 [Online]. Available: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf

[2] EWI, “Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios,” 2012 [Online]. Available: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Flexibility_options_in_the_European_electricity_markets.pdf

[3] S. Müller et al., “The Power of Transformation,” IEA, Paris, 2014.

[4] BNetzA, “Kraftwerksliste.” 2017.

[5] IEA, “Power Generation from Coal,” 2010 [Online]. Available: http://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf

[6] K. Görner and D. U. Sauer, “Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“,” acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, 2016 [Online]. Available: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf

[7] P. Markewitz and M. Robinius, “Technologiebericht 2.1 Zentrale Großkraftwerke - innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende,” Forschungszentrum Jülich, 2017 [Online]. Available: https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605CD228E17E41DAE0539A695E86E115/live/document/2.1_Zentrale_Grosskraftwerke.pdf

[8] ewi ER&S, “Kraftwerksdatenbank.” 2017.

[9] BMU, “Energiepolitik 20 Jahre nach Tschernobyl. Dokumentation der Tagung „Tschernobyl 1986-2006: Erfahrungen für die Zukunft“,” 2006 [Online]. Available: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/tagung_20jahre_tschernobyl.pdf

[10] DEBRIV, “Braunkohle in Deutschland 2015,” 2015 [Online]. Available: http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_2013.pdf

[11] RWE, “BoAplus - Hochtechnologie fuer die Stromerzeugung von heute und morgen,” 2014 [Online]. Available: www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1110140/data/1109028/2/boaplus/ueber-boaplus/im-detail/BoAplus-Hochtechnologie-fuer-die-Stromerzeugung-von-heute-und-morgen.pdf

[12] UBA, “Entwicklung der spezifischen CO2-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2012,” 2013. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-3

[13] Das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, “Die Klimaschutzpolitik des Landes NRW,” 2015 [Online]. Available: https://www.klima.nrw.de/fileadmin/Dateien/Download-Dokumente/Broschueren/klimaschutzpolitik_nrw_epaper.pdf

STIRLINGMOTORISCHE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (KWK)

Technische Daten*

	2014	2020	2030	2050
CO_2-Emissionsgrad Erdgas	202 g/kWh [1]			
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	95-107 % [2]	bis 107 %	bis 107 %	bis 108 %
davon elektrischer Wirkungsgrad	10-15 % [2]	bis 17 %	bis 19 %	bis 22 %
Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el}				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	81 %**	bis 90 %	bis 100 %	bis 108 %
davon elektrischer Wirkungsgrad	28 %**	bis 29 %	bis 31 %	bis 34 %

*als Brennstoff wird Erdgas angenommen; Daten für andere Brennstoffe ggf. abweichend
** schwache Datenlage

Kosten in €

	2014	2020	2030	2050
Leistungsklasse bis 10 kW_{el}				
Investitionskosten (1.000 €/kW_{el})	ab 12 [2]	→	→	↘
Instandhaltungskosten (ct/kWh_{el})				
Generalüberholung (1.000 €/kW_{el})				
Leistungsklasse 10 bis 100 kW_{el}				
Investitionskosten (1.000 €/kW_{el})				
Instandhaltungskosten (ct/kWh_{el})				
Generalüberholung (1.000 €/kW_{el})				

Stand der Technik und Potenzial

Stirlingmotoren vollziehen – wie die Ottomotoren - einen Vier-Takt-Prozess (siehe Steckbrief „Blockheizkraftwerke (BHKW) / Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basierend auf Ottomotoren“).

Die Wärme wird dem Arbeitsgas allerdings extern zugeführt und es werden zwei anstatt nur einem Kolben verwendet, die sich um 90° phasenverschoben zueinander bewegen und dieselbe Kurbelwelle nutzen. Der Arbeitskolben bringt die genutzte Arbeit auf, während der gasdurchlässige Verdrängerkolben (der Regenerator) die Funktion eines bewegten Wärmespeichers übernimmt, der das Arbeitsgas zwischen der Heißzone und der Kaltzone hin und her bewegt.

Der Stirlingmotor liefert einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad (10-16 %)[4] als der Ottomotor und erscheint daher für gezielte PtG-GtP-Anwendungen ungeeignet. Seine Anwendung ergibt allerdings bei einem sehr hohen Wärmebedarf im Vergleich zum Strombedarf Sinn, andernfalls ist zurzeit der Ottomotor überlegen.

Stärken des Stirlingmotors sind ein hoher Gesamtwirkungsgrad, geringer Wartungsaufwand und niedrige Geräuschemissionen. Da das Arbeitsgas (z.B. Helium) im Motor bleibt und bis auf Abrieb nicht verunreinigt wird, kann ein Stirlingmotor **besonders wartungsarm** sein und höhere Lebensdauern aufweisen als z.B. Otto- oder Dieselmotoren. Der Verbrennungsprozess spielt sich extern ab und lässt sich daher besonders einfach, effizient und emissionsarm gestalten. Der Motor verlangt keinen speziellen Treibstoff und ist daher leicht **auf unterschiedlichste Anwendungen auslegbar**.

Stirling-KWK-Anlagen kleiner 10 kW_{el} sind für die Anwendung im häuslichen Umfeld geeignet und erste Modelle sind bereits am Markt verfügbar. Anlagen der Leistungsklasse über 10 kW_{el} werden derzeit entwickelt oder befinden sich im Teststadium. Eine Reihe von Forschungsprojekten verwendet alternative Brennstoffe wie Biomasse oder Holzhackschnitzel. Großanlagen über 100 kW_{el} sind noch nicht realisiert worden. Der Grund hierfür ist der geringe elektrische Wirkungsgrad bzw. fehlende Anwendungen mit sehr großen Wärmesenken.

[1] Icha, Petra: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013).
— http://www.umweltbundesamt.de

[2] Marktübersicht für kleine Blockheizkraftwerke bis 10 Kilowatt elektrische Leistung : Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen, 2013

Technische Daten

	2016/2017	2020	2030	2050
Leitungen, Transformatoren und Wandlerstationen				
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) 200 kV - 800 kV (typisch 400 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro System (+, ±) (MW)	400 – 1.000	↗	↗	↗
Spezifische Übertragungsverluste und Verluste der Wandlerstationen (zwei Stück) LCC-HGÜ* (ca.)	0,64 %/100km + 1,8 % [1, 2]	→	→	→
Spezifische Übertragungsverluste und Verluste der Wandlerstationen (zwei Stück) VSC-HGÜ** (ca.)	1 %/100km + 3 % [1]	→	→	→
Netzlänge (km)	Ca. 1.150 km (Offshore-Windpark-Anbindung; s. Abbildung 1)	↗	↗	↗
Höchstspannung >125 kV (typisch 220, 380, 400 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro Dreiphasensystem (MW)	1.400 – 3.000 [3]	→	→	→
Übertragungsverluste (ca.)	1 % bis 3 % / 100 km [3, 4]	→	→	→
Netzlänge (km)	36.393 [5]	↗	↗	↗
Hochspannung 72,5 kV - 125 kV (typisch 110 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro Dreiphasensystem (MW)	50 - 400	→	→	→
Übertragungsverluste (ca.)	6 % bis 12 % / 100 km [6]	→	→	→
Netzlänge (km)	96.749 [5]	↗	↗	↗

*LCC: Line Commutated Converter
**VSC: Voltage-Sourced Converter

Mittelspannung 1 kV - 72,5 kV (typisch 10, 20, 25 kV)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Belastbarkeit pro Dreiphasensystem (MW)	10 - 50	→	→	→
Übertragungsverluste Freileitung (ca.)	9 % / 10 km	→	→	→
Netzlänge (km)	520.326 [5]	↗	↗	↗
Niederspannung <1 kV (typisch 230 / 400 V)				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Nennleistung pro Ortsnetzstat. 10/0,4 kV (MW)	0,1 - 0,8 [8]	→	→	→
Übertragungsverluste Kabel (ca.)	2 % bis 4 % / km	→	→	→
Verluste Transformator 10/0,4kV [7, 8]	0,1 % bis 0,5 % Nennleistung (Leerlauf) + 0,5 % bis 2 % der Last	→	→	→
Ortsnetzstation regelbar	vereinzelt	↗	↗	↗
Netzlänge (km)	1,19 Mill. [5]	↗	↗	↗

Stand der Technik und Potenzial

Stromnetze dienen dem Transport von elektrischer Energie und dem Ausgleich von Stromangebot und -Nachfrage. Anlagen zur Stromerzeugung (z.B. Windenergieanlagen oder Gaskraftwerke) sind durch die Netze mit den Verbrauchern verbunden und versorgen diese mit der angeforderten elektrischen Energie. Es gibt unterschiedliche Spannungsebenen, an denen verschiedene Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten angeschlossen sind. Stromnetztransport über verschiedene Spannungsebenen ermöglicht es Übertragungsverluste zu verringern. Netzverluste nehmen von den höheren Spannungsebenen in Richtung der niedrigen Spannungsebenen zu. Gegenwärtig ist das bestehende Stromversorgungsnetz weitestgehend durch folgende vier Spannungsebenen gekennzeichnet:

- Höchstspannung (>125 kV),
- Hochspannung (72,5 kV - 125 kV),
- Mittelspannung (1 kV - 72,5 kV),
- und Niederspannung (<1 kV).

Große konventionelle Kraftwerke sind direkt an den Ebenen Höchst- und Hochspannung angeschlossen. Bisher kam es zumeist zu einem „top-down“ Lastfluss von zentralen Erzeugern hin zu dezentralen Verbrauchern. Einspeisungen durch Erneuerbare Energien Anlagen erfolgen hingegen eher an den unteren Spannungsebenen. Durch die zunehmende fluktuierende Einspeisung ergeben sich zukünftig vielfach Phasen, während derer Verteilnetzbereiche Strom in vorgelagerte Netze einspeisen, anstelle ihn aus diesen Netzen zu entnehmen (Trend zur Dezentralisierung). Die Lastflüsse sind in diesem Fall „bottom-up“ orientiert und derartige Situationen werden als Umkehr des Lastflusses bezeichnet [9]. Eine Ausnahme zu der Einspeisung Erneuerbarer Energien in unteren Spannungsebenen sind die Offshore-Windparks, die über HGÜ-Leitungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) an die Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen werden. Hinsichtlich Struktur und Zuständigkeiten zeigt sich für das Stromversorgungsnetz in Deutschland die Unterteilung in das Übertragungsnetz und Verteilnetze. Das Übertragungsnetz umfasst die Höchstspannungsebene und ist im Besitz und Verwaltung von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Verteilnetze bestehen aus den unteren Spannungsebenen, für die eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern zuständig sind. Das deutsche Höchstspannungsnetz in seiner gegenwärtigen Form ist Abbildung 1 zu entnehmen.

Dieses Höchstspannungsnetz ist in das europäische Verbundnetz integriert. Durch das Verbundnetz können auch nationale Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage durch transnationale Im- und Exporte ausgeglichen und damit ein stabiler Stromnetzbetrieb gewährleistet werden. Gemeinsam ist den Netzen des europäischen Verbundnetzes eine Netzfrequenz von 50 Hertz (Hz).

Das Stromversorgungsnetz ist aus einer Vielzahl einzelner, sehr unterschiedlicher Komponenten zusammengesetzt. Wichtige Stromnetzkomponenten sind z.B.:

- Freileitungsmasten
- Leiterseile
- Erdseile
- Erdkabel
- Isolatoren
- Verteilungsnetztransformatoren

- Spannungsregler

Diese im Einsatz befindlichen technischen Komponenten haben einen hohen technischen Reifegrad.

Abbildung 1: Deutsches Höchstspannungsnetz [10]

Potenzial

Wichtig für die zukünftige Entwicklung sind aufgrund der erzielten hohen technischen Reife des bestehenden deutschen Stromversorgungsnetzes weniger die technischen Daten, sondern vielmehr der Ausbau des Netzes durch Bau neuer und Verstärkung bestehender Leitungen. Dier Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird in den sogenannten Netzentwicklungsplänen (NEP) durch die ÜNB unter Beteiligung der Bundesnetzagentur strukturiert abgestimmt (s. [11]). Abbildung 2 illustriert die bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Strom für den Zeitraum bis zum Jahr 2030.

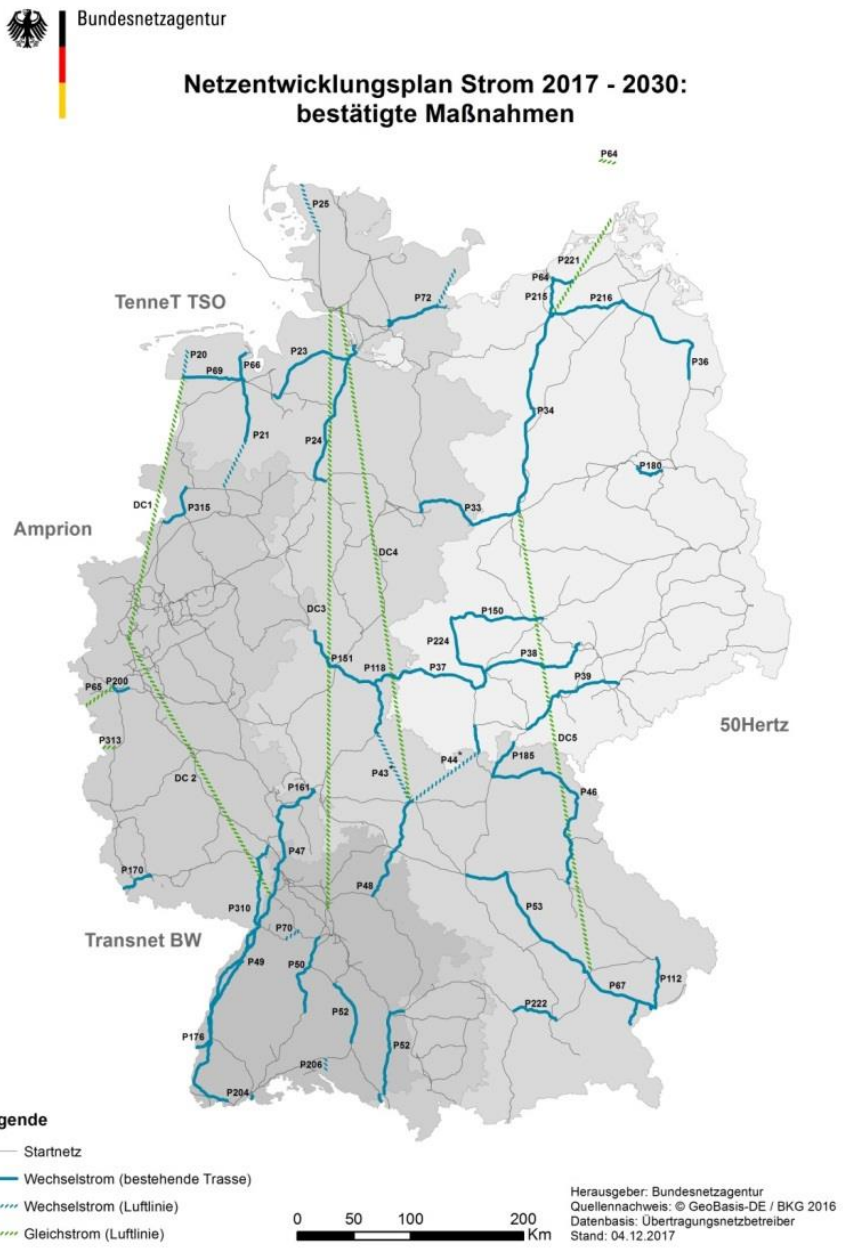


Abbildung 2: Netzentwicklungsplan Strom 2017 – 2030: bestätigte Maßnahmen [12]

Ein wichtiger Bestandteil der Ausbaumaßnahmen ist die zukünftige Errichtung von HGÜ-Trassen mit Nord-Süd-Verlauf innerhalb Deutschlands. Durch diesen Verlauf sollen sie wesentlich zum Abtransport des in der Nord- und Ostsee durch Offshore-Windenergieanlagen und in nord-östlichen Bundesländern durch Onshore-

Windenergieanlagen erzeugten Stroms in die südlicher gelegenen Lastschwerpunkte beitragen (Trend zur Leistungsübertragung über große Entfernungen). Vorteile der HGÜ-Technik gegenüber dem Stromtransport mittels Wechselstrom (AC) sind durch die Übertragung reiner Wirkleistung und eine frei einstellbare Leistungsübertragung unter Berücksichtigung der Restriktionen des umgebenden AC-Netzes gegeben. Hierdurch ergeben sich niedrigere Transportverluste im Vergleich zum Stromtransport mittels Wechselstrom (AC). Das „Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus“ zielt darauf ab Gleichstromleitungen künftig vorrangig als Erdkabel statt als Freileitung zu realisieren. Hinsichtlich der verwendeten Halbleitertechnik können zwei unterschiedliche Typen für HGÜ-Leitungen unterschieden werden. Außer den langjährig erprobten konventionellen HGÜ mit Thyristoren werden zunehmend HGÜ mit bipolaren Transistoren mit isoliertem Gate (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT) und wesentlich kompaktere Gleichspannungszwischenkreisumrichter (Voltage Source Converter) insbesondere für Offshore-Anwendungen eingesetzt [13].

Weiterhin werden auch zukünftig DC-Freileitungen Bestandteil des Stromnetzes sein. Hinsichtlich der dabei verwendeten Leiterseile zeichnen sich gegenwärtig Veränderungen vom Status Quo ab. Zum einen soll mittels Leiterseilmonitoring die Ausnutzung des thermischen Betriebsbereichs von Freileitungen erhöht werden. Zum anderen zeigen sich Vorteile von Hochtemperaturleiterseilen gegenüber den bisher weitestgehend verwendeten Leiterseilen. Die Hochtemperaturleiterseile ermöglichen eine höhere Stromtragfähigkeit und Übertragungsleistung. Vor einem weitreichenden Einsatz sind mit dieser technischen Komponente gegenwärtig aber noch weitere Langzeitbetriebserfahrungen zu sammeln [13].

Für die reibungslose Stromversorgung ist die ausreichende Bereitstellung von Systemdienstleistungen und vor allem Blindleistung im Übertragungsnetz eine weitere große Herausforderung für die Zukunft. Die zunehmende weiträumige Übertragung von Elektrizität bewirkt bei hoher Auslastung der Freileitungen einen erhöhten Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz [14]. Entsprechend des prognostizierten abnehmenden Einsatzes kon-ventioneller Kraftwerke wächst hierbei das Gefahrenpotenzial für die Systemstabilität. Der Problematik fehlender Blindleistung soll, z.B. nach NEP 2012, künftig mit dem massiven Einsatz von Kompensationselementen und leistungselektronischen Netzreglern (Flexible AC Transmission Systems, FACTS) begegnet werden [14].

Neben den beschriebenen zukünftig erforderlichen Ausbaumaßnahmen und der verstärkten Nutzung neuerer technischer Konzepte ergibt sich im Rahmen der Energiewende auch ein Trend zur Digitalisierung des deutschen Stromnetzes. Neben dem Stromtransport gilt es in diesem Kontext auch Informationen zu transportieren und damit Stromverbraucher und Stromerzeuger kommunikativ zu vernetzen. Ein entsprechend ertüchtigtes Stromnetz wird auch als Smart Grid bezeichnet. Zentrale Aufgabe eines entsprechenden Smart Grids ist die Echtzeit-Überwachung und -Steuerung zur Koordination zwischen Erneuerbare Energien-Einspeisung, KWK-Einspeisung, Verbrauch, Speicherung und konventionellen Kraftwerken. Die Gesetzliche Grundlage und ein wichtiger Impuls für das Smart Grid ist durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende gegeben [15].

[1] Hofmann, L. Technologien zur Stromübertragung - Einführung. 2012. Bundesnetzagentur.
[2] Skog, J.-E., et al. The NorNed HVDC Cable Link. A Power Transmission Highway Between Norway And The Netherlands. 2006.
[3] Hofmann, L., Technische Randbedingungen beim Einsatz und Betrieb von Freileitungen und Erdkabeln, in Aktuelle Fragen des Planungsrechts - Ausbau der deutschen Übertragungsnetze. 2009: Göttingen.
[4] Oswald, B.R., Verlust- und Verlustenergieabschätzung für das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Wahle – Mecklar in der Ausführung als Freileitung oder Drehstromkabelsystem. 2007, Universität Hannover, Prof. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald: Hannover.
[5] Bundesnetzagentur, Monitoring Bericht 2017. 2017, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bonn.
[6] Hofmann, L. and B.R. Oswald, Gutachten zum Vergleich Erdkabel - Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich. 2010, Leibniz Universität: Hannover.
[7] ABB AG, EcoDry: Höchsteffiziente Trockentransformatoren. 2011.
[8] DIN EN 50541-1, Drehstrom-Trocken-Verteilungstransformatoren, 50 Hz, 100 kVA bis 3 150 kVA, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel kleiner oder gleich 36 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen. 2012.
[9] BDI, Impulse für eine smarte Energiewende - Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft. 2013: Berlin.
[10] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“. 2018: Berlin.
[11] Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2017-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. 2017: Bonn.
[12] 2016, G.-D.B., Netzentwicklungsplan Strom 2017 - 2030: bestätigte Maßnahmen. 2018, Bundesnetzagentur.
[13] Aundrup, T., et al., Übertragung elektrischer Energie. VDE, VDE-Positionspapier, 2010. 5.
[14] Markewitz, P., et al., Energietransport und -verteilung. BWK. Energie-Fachmagazin, 2013. 65(4): p. 70-79.
[15] BMWi, Strom 2030 - Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. 2017: Berlin.

Technische Daten

	2016	2020	2030	2050
Blei-Säure-Batterie				
Gravimetrische Energiedichte (Wh/kg)	30-50 [1]	→	60-100 [1] *	→
Volumetrische Energiedichte (kWh/m³)	60-100 [1]	→	140-250 [1]*	→
Leistungsdichte (W/kg)	75-300 [1]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	2.500 [2]	→	→	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	9-12 [2]	→	10-16 [2] **	10-20 [2]
Gesamtwirkungsgrad (inkl. Umrichter)	82-86 % [2]	→	84-90 % [2] **	85-93 % [2]
Selbstentladung (%/d)	0,09-0,36 [2]	↘	0,065-0,26 [2][2]	0,04-0,16 [2]
Betriebstemperatur	-20 – 50 °C [1]	→	-30 – 60 °C [1]*	→
Entladetiefe	72 % [2]	→	77 % [2] **	82 % [2]
Kosten				
energiespezifische Investitionen*** (€/kWh)	50-200 [1]	↘	50-150 [1] *	
*Für das Jahr 2025 angegeben *Für das Jahr 2023 angegeben *Gesamtinvestitionen bezogen auf speicherbare Energie				
Lithium-Ionen-Batterie				
Gravimetrische Energiedichte (Wh/kg)*	100-241 [1]	→	180-350 [1] **	>350 [1]
Volumetrische Energiedichte (kWh/m³)*	260-535 [1]	→	350-800 [1] **	>800 [1]
Leistungsdichte (W/kg) *	>2.500 [1]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	5.000 [2]	→	7.000 [2] ***	12.000 [2]
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	11-15 [2]	→	13-21 [2] ***	14-30 [2]
Gesamtwirkungsgrad (inkl. Umrichter)	84-87 % [2]	→	84-90 % [2] ***	85-95 % [2]
Selbstentladung (%/Monat)	3-11 [2]	↘	2-8 [2] ***	1-5 [2]
Betriebstemperatur	-40 – 65 °C [1]	→	→	→
Entladetiefe	85 % [2]	→	95 % [2] ***	100 % [2]

Kosten				
energiespezifische Investitionen (€/kWh)	310-580**** [2]	→	76-207 [1]***** [2]***	66-[1]45 **** [2]
leistungsspezifische Investitionen (€/kW)	140-180 [2]	→	55-90 [2] ***	30-60 [2]
*Bezogen auf Hochenergie-Batterien **Für das Jahr 2025 angegeben ***Für das Jahr 2023 angegeben ****Bezogen auf Großspeicher				
Redox-Flow-Batterie				
Gravimetrische Energiedichte (Wh/kg)[1]	5-30 [1]	→	20-50 [1]**	40-100 [1]
Volumetrische Energiedichte (kWh/m³)[1]	4,2-16,7 [1]	→	12-50 [1]**	24-70 [1]
Leistungsdichte (W/kg) [1]	1-23 [2]	→	10-30 [2]***	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	>10.000-13.000 [2]	→	13.000 [2]***	13.000 [2]
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	11-15 [2]	→	13-21 [2]***	15-29 [2]
Gesamtwirkungsgrad (inkl. Umrichter)	63-71 % [2]	→	63-77 % [2]***	65-82 % [2]
Selbstentladung (%/Monat)	****			
Betriebstemperatur[1]	-30-80 °C [1]	→	→	→
Entladetiefe	100 % [3]	→	→	→
Kosten				
energiespezifische Investitionen (€/kWh)	280-360 [2]	→	124-196 [2]***	70-130 [2]
leistungsspezifische Investitionen (€/kW)	1.264-1.656 [2]	→	865-1.396 [2]***	564-1.182 [2]
*in Abhängigkeit von den verwendeten Elektrolytlösungen ** Für das Jahr 2025 angegeben *** Für das Jahr 2023 angegeben **** Nur im Lade- / Entladebetrieb; sehr geringe Selbstentladung				
Pumpspeicherkraftwerk				
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	0,27-1,5* [3]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	n/a	n/a	n/a	n/a
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	80 [2]	→	→	→
Gesamtwirkungsgrad	73-84 % [2]	→	→	→
Selbstentladung (%/Monat)	0,15-0,6 [2]	→	→	→
Entladetiefe	100 % [2]	→	→	→
Kosten				
energiespezifische Investitionen (€/kWh)	5-20 [3]	→	→	→
leistungsspezifische Investitionen (€/kW)	500-1.000 [3]**	→	→	→
*bei 100 bzw. 550m Höhendifferenz zwischen den Speicherbecken ** stark standortabhängig				

Adiabatischer Druckluftspeicher*				
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	2-10 [1]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	Unbegrenzt [3]	→	→	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	>25 [2]	→	>25 [2]**	40 [2]
Gesamtwirkungsgrad	63-70 % [2]	↗	64-71 % [2]**	65-75 % [2]
Selbstentladung im therm. Speicher (%/Monat)	15-30 [3]	↘	↘	↘
Entladetiefe	35-50 % [3]	→	→	→
Kosten				
energiespezifische Investitionen inkl. thermischem Speicher (€/kWh)	30-38 [2]	↘	26-34 [2]**	19-28 [2]
leistungsspezifische Investitionen (€/kW)	395-480 [2]	↘	305-430 [2]**	240-370 [2]
*es gibt noch keine in Betrieb, entsprechend basieren Kennwerte auf theoretischen Berechnungen ** Für das Jahr 2023 angegeben				
Schwungrad				
Volumetrische Energiedichte (Wh/l)	80-200 [3]	→	→	→
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Zyklen)	$>10^6$ [3]	→	→	→
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	15 [3]	→	→	→
Gesamtwirkungsgrad	80-95 % [3]	→	→	→
Selbstentladung (%/h)	5-15 [3]	→	→	→
Entladetiefe	75 % [3]	→	→	→
Kosten				
energiespezifische Investitionen (€/kWh)	1000 [3]	→	→	→
leistungsspezifische Investitionen (€/kW)	300 [3]	→	→	→

Stand der Technik und Potenzial

Die zentrale Bedeutung von Flexibilitätsoptionen zur Herstellung eines Ausgleichs zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage wird mit steigenden Anteilen dargebotsabhängiger Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen zukünftig weiter zunehmen. Offen ist allerdings die Frage, welche Flexibilitätsoptionen zukünftig in welchem Umfang eingesetzt werden und welche Rolle Speichern in diesem Zusammenhang zukommt. Aktuell und in näherer Zukunft spielt der Einsatz von Stromspeichern insbesondere im Bereich der Kurzzeitspeicherung zum Ausgleich kurzfristiger Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen eine wichtige Rolle.

Eine Klassifizierung von Stromspeichern kann nach der Art der physikalischen Form der gespeicherten Energie erfolgen [4]: Die direkte Speicherung von elektrischer Energie ist in Spulen und Kondensatoren möglich. Alternativ kann elektrische Energie in eine andere Form umgewandelt, dort gespeichert und bei Bedarf zurücktransformiert werden. Zu diesen zählen insbesondere die elektrochemische, mechanische, chemische und thermische Energieform.

Aufgrund ihrer technischen Relevanz werden in diesem Steckbrief die wichtigsten Batterietypen (elektrochemische Speicher) sowie verschiedene mechanische Speichertypen genauer betrachtet. Thermische sowie chemische Speicher werden in gesonderten Technologiesteckbriefen behandelt (siehe Steckbriefe „Wärmespeicher“, „Gasspeicher“ und „Flüssiggasspeicherung / LNG“).

Wichtige Kenngrößen bei der Beurteilung von Stromspeichern sind Wirkungsgrad, Energiedichte, Selbstentladungsrate sowie energie- und leistungsspezifische Investitionen. Diese geben wichtige Erkenntnisse über ihre möglichen Einsatzgebiete. So ist zum Beispiel für mobile Anwendungen die Energiedichte entscheidend, während für die Langzeitspeicherung eine niedrige Selbstentladungsrate bei gleichzeitig geringen energiespezifischen Investitionen von Bedeutung ist.

Blei-Säure-Batterien werden seit etwa 150 Jahren eingesetzt und zählen zu den ältesten Batterietechnologien. Sie sind insbesondere durch ihren Einsatz als Starterbatterie in Fahrzeugen weit verbreitet. Die negative Elektrode sowie die Stromkollektoren sind aus Blei, während die positive Elektrode aus Bleioxid besteht. Als Elektrolyt wird wässrige oder gelförmige verdünnte Schwefelsäure verwendet. Die Nennspannung von Bleibatterien beträgt 2 V [5].

Durch Wasserverdampfung und Wasserelektrolyse müssen geschlossene Bleibatterien in regelmäßigen Intervallen mit Wasser befüllt werden [5]. Bei verschlossenen Bleibatterien mit gelartigem oder vliesgetränktem Elektrolyten entfällt dies. Durch die Selbstentladung müssen Bleibatterien regelmäßig nachgeladen werden um eine Tiefentladung zu verhindern [5]. Zu den Nachteilen zählen die niedrigen Vollzyklenzahlen, die Verwendung toxischer Materialien und die bei geschlossenen Bleibatterien angesprochene notwendige regelmäßige Wartung. Ersteres wird durch eine sehr hohe Recyclingrate kompensiert. Als Hauptvorteil sind die niedrigen Investitionen zu nennen. Bleibatterien werden sowohl in mobilen als auch in stationären Systemen in hohen Stückzahlen eingesetzt und sind eine erprobte und robuste Batterietechnik. Im stationären Bereich werden Bleibatterien in erster Linie in Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) eingesetzt und sind in diesem Bereich die Standardtechnologie. In mobilen Anwendungen werden Bleibatterien als Starter- oder Traktionsbatterie (z.B. für Flurförderfahrzeuge) eingesetzt.

Lithium-Ionen-Batterien erlauben eine Vielzahl von möglichen Kombinationen von Elektrolyten und Elektrodenmaterialien. Unter dem derzeitigen Stand der Technik besteht die positive Elektrode aus einem Lithium-dotiertem Metalloxid und einer negativen Elektrode aus geschichtetem Graphit [3]. Der Elektrolyt besteht aus Lithium-Salzen, welche in organischen Lösungsmitteln gelöst sind. Beim Be- bzw. Entladevorgang werden die Lithium-Ionen in die Graphitschicht bzw. in die Metalloxid-Struktur eingelagert.

Vorteile von Lithium-Ionen-Batterien sind die vergleichsweise niedrige Selbstentladungsrate, die hohe Energiedichte sowie hohe zyklische Lebensdauern [5]. Trotz erheblicher Kostensenkungen in den letzten Jahren sind die Batteriezell- und Batteriesystemkosten nach wie vor limitierende Faktoren für einen verstärkten Einsatz der Technologie. Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind auf die Senkung der Kosten, die Erhöhung der Lebensdauer sowie die Erhöhung der Betriebssicherheit fokussiert [1]. Momentane Einsatzgebiete sind insbesondere portable Anwendungen wie der Einsatz in Laptops und Mobiltelefonen sowie mobile Anwendungen wie der Einsatz als Traktionsbatterie in Elektrofahrzeugen [3]. Zunehmend findet auch ein Einsatz großtechnischer Systeme (im MW/MWh-Maßstab) im stationären Bereich insbesondere zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen statt. Kleinere Speichersysteme (im kW/kWh-Maßstab) werden zunehmend zur Erhöhung des Eigenverbrauchs aus dezentralen Photovoltaikanlagen eingesetzt [6].

Das grundlegende Funktionsprinzip von **Redox-Flow-Batterien** basiert auf einer getrennten Lagerung und Umsetzung der elektrochemisch aktiven Spezies. Dabei werden die extern gespeicherten Edukte (Anolyt und Katholyt) durch eine Zelleinheit gepumpt und dort in zwei durch eine Ionenmembran getrennte Elektrodenhalbräume (Anode und Kathode) umgesetzt. Die Ionenmembran besteht üblicherweise aus

Protonenleitern wie etwa Nafion. Der Anolyt bzw. der Katholyt sind in der Regel wässrige, saure oder basische Lösungen der Redoxspezies. Die Elektroden bestehen üblicherweise aus Carbonvliesen. An Stromkollektoren (in der Zelle) oder Bipolarplatten (in Stacks) wird die elektrische Energie abgeleitet. Die Leistung der Zellen ist proportional zur Spannung, der Elektrodenfläche sowie der elektrischen Ladungszahl der jeweiligen Reaktion. Die Größe des Tanks bestimmt die Energiekapazität der Batterie und die Reaktionseinheit (der Zellenstack) bestimmt die Leistung der Batterie.

Der bedeutendste kommerziell verfügbare Typ einer Redox-Flow-Batterie ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB). Die reversible Selbstentladung tritt lediglich während der Zyklisierung auf, kann im Stand-by bei Lagerung der Elektrolytlösungen aber vollständig vernachlässigt werden. Weitere Vorteile der Technologie sind die Möglichkeit der Tiefentladung, eine hohe Lebensdauer (>10.000 Zyklen), sowie die Möglichkeit, Energie und Leistung im System separat auszulegen und das Potenzial, Systeme durch Austausch der Elektrolytlösungen innerhalb von Minuten zu laden [5]. Hauptnachteile der VRFB sind die, relativ zu anderen elektrochemischen Speichern, niedrige Energie- und Leistungsdichte sowie die hohen Kosten [5]. Die Erhöhung der Energiedichte sowie die Reduktion der Kosten stehen im Fokus aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten von VRFB. Darüber hinaus ist die Entwicklung von Redox-Flow-Batterien mit alternativen Elektrolytlösungen z.B. auf der Basis von Polymeren ein wichtiger F&E-Schwerpunkt.

Pumpspeicherkraftwerke nutzen die potenzielle Energie von Wasser, welche aus dem Höhenunterschied zwischen zwei miteinander verbundenen Wasserbecken, dem Ober- und Unterbecken, resultiert. Entsprechend ist die Energiemenge durch den Höhenunterschied und die gespeicherte Wassermenge festgelegt. Beim Speichervorgang wird Wasser aus dem unteren Becken in das obere gepumpt. Entsprechend wird beim Entladevorgang durch das fließende Wasser eine Turbine angetrieben.

Pumpspeicherkraftwerke gelten als technisch ausgereift und es sind nur noch kleinere Verbesserungen durch den Einsatz fortschrittlicher Turbinen und Generatoren zu erwarten [3]. Zudem sind Pumpspeicherkraftwerke weltweit die, in Bezug auf die installierte Speicherkapazität, wichtigste Technik zur Speicherung elektrischer Energie. Neuere Pumpspeicherkraftwerke erreichen Wirkungsgrade von über 80 %. Die Selbstentladung durch Versickerung und Verdunstung ist gering.

In verschiedenen Potenzialstudien auf Bundeslandebene konnte ein erhebliches Potenzial für den Ausbau von Pumpspeichern in Deutschland nachgewiesen werden. Aufgrund der derzeit ungünstigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung ist davon auszugehen, dass nur ein kleiner Teil des AusbauPotenzials realisiert werden kann. Eine Übersicht zum aktuellen Stand von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland und den zukünftigen Ausbauplanungen und Projekten gibt [7]. Zusätzlich zu den Potenzialen innerhalb Deutschlands existieren erhebliche Speicherkapazitäten und AusbauPotenziale innerhalb Europas. Alleine die norwegischen Speicherwasserkraftwerke haben zusammengerechnet eine Speicherkapazität von ca. 84 TWh [3]. Allerdings ist für die Nutzung ausländischer Speicherstätten in einem Speicherverbund mit Deutschland sowohl die Bereitschaft des jeweiligen Landes zwingend notwendig sowie der Bau von Stromleitungen erforderlich. Im Falle der norwegischen Speicherwasserkraftwerke wären zudem Anlagenerweiterungen erforderlich um einen Pumpspeicherbetrieb zu ermöglichen. Alternativ zu einer Verbundspeicherlösung wird aktuell daran geforscht, stillgelegte Bergwerke als Unterbecken zu verwenden, um so neue Standortmöglichkeiten innerhalb Deutschlands zu schaffen [8], [9].

CAES-Systeme (compressed air energy storage systems) basieren auf der Arbeitsfähigkeit von unter Druck stehender Luft. Während des Ladevorgangs wird Luft in einem Verdichter komprimiert und in einer

unterirdischen Kaverne gespeichert. Wird Strom benötigt, wird die gespeicherte Druckluft in einer Turbine entspannt, wodurch diese in Rotation versetzt wird und einen Generator antreibt. Der Wirkungsgrad sowie die Menge an speicherbarer Energie hängen entscheidend vom Wärmemanagement ab. Dabei wird zwischen diabatischen und adiabatischen CAES-Systemen unterschieden.

Beim **diabatischen CAES-System** wird die während der Kompression erzeugte Wärme über Kühler an die Umgebung abgegeben. Damit beim Entladevorgang die Luft eine erhöhte Turbineneintrittstemperatur aufweist, was maßgeblich für die abgreifbare Energie ist, wird sie mittels Verbrennung von konventionellen oder Biokraftstoffen erhitzt. Der Gesamtwirkungsgrad liegt hierbei zwischen 40 und 50 %. Von den weltweit zwei betriebenen CAES-Systemen steht eines in Huntorf, Deutschland, mit 320 MW Leistung [3].

Bei **adiabatischen CAES-Systemen** wird zusätzlich zur Speicherung der Druckluft auch die bei der Kompression entstehende Wärme in einem festen oder flüssigem, Hochtemperaturspeicher zwischengespeichert. Diese wird beim Entladen des Speichers wieder an die ausströmende Luft übertragen, so dass auf den Einsatz von zusätzlichen Brennstoffen verzichtet werden kann und der Prozess ohne CO_2-Emissionen aus fossilen Brennstoffen abläuft. Zusätzlich steigert sich der Wirkungsgrad um rund 20 % auf 60-70 % Gesamtwirkungsgrad [3].

Obwohl alle benötigten Technologien grundsätzlich erforscht sind, existieren bislang keine konkreten Anlagen. Die kritische Komponente im System ist der Hochtemperaturwärmespeicher, da hier verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung stehen, welche allerdings alle noch nicht technisch ausgereift sind.

Darüber hinaus sind **isotherme Druckluftspeicher** Bestandteil aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Dieses Konzept basiert darauf, dass die Verdichtung und die Expansion des Speichermediums bei nahezu konstanten Temperaturen durchgeführt werden [4].

Schwungräder nutzen die kinetische Energie von rotierenden Massen als Speicher. Dafür muss diese von einem Motor oder einer Turbine in Rotation versetzt werden und die Energie bis zum Abruf möglichst verlustfrei behalten. Beim Entladen wird über einen an die Welle angeschlossenen Generator Strom erzeugt und ein bremsendes Moment ausgeübt, welche die Rotationsgeschwindigkeit reduziert.
Durch die hohe Zyklenlebensdauer und die gute Leistungsdichte kombiniert mit einer durch Reibung bedingten sehr hohen Selbstentladungsrate eignen sich Schwungräder insbesondere für die kurzeitige Energiespeicherung mit hohem Leistungsbedarf, wie sie etwa zur Primärregulierung des Stromnetzes benötigt wird. Entsprechend dienen im Bereich des Stromsektors die rotierenden Wellen der konventionellen Kraftwerke als Schwungmassenspeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve. Für Anwendungen mit längeren Speicherzeiten sind Schwungräder aufgrund der hohen Selbstentladung allerdings ungeeignet. Außerdem können Schwungräder in mobilen Anwendungen zur Speicherung von Bremsenergie verwendet werden [10].

Möglichkeiten zur Reduktion der Reibungsverluste bestehen im Einsatz von Magnetlagern und Hochvakuumkammern. Diese Maßnahmen gehen allerdings mit erhöhten Investitionen und Betriebskosten einher.

Es gibt zwei Haupttrends in der laufenden Forschung: Die Entwicklung von Schwungrädern mit hoher Geschwindigkeit ist daran interessiert, die Verluste zu verringern und die spezifische Energie zu erhöhen. Außerdem gibt es Initiativen, Schwungräder mit großen Massen zu geringen Kosten zu entwickeln, die eine höhere Energiekapazität aufweisen.

[1] Wietschel, M., Ullrich, S., Markewitz, P., Schulte, F. u. Genoese, F.: Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze. Lehrbuch. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden 2015

[2] Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT, Elsner, P. u. Sauer, D. U., 2015

[3] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold und D. U. Sauer, „Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität - Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien,“ ISEA, RWTH Aachen, Aachen, 2012.

[4] Sterner, M. u. Stadler, I.: Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Berlin: Springer Vieweg, 2017

[5] Bergholz T.: Lithiumbatterien für stationäre und mobile Anwendungen: Benchmarking und experimentelle Umsetzung, Jülich, 2014.

[6] Stenzel, P., Hennings, W. u. Linssen, J.: Energiespeicher. BWK 2017 5, S. 32–44

[7] Stenzel, P., Hennings, W., Linssen, J. u. Wulf, C.: Energiespeicher. BWK 2016 5, S. 38–50

[8] Niemann, I. A. u. Ballewski, R.: MACHBARKEIT EINES UNTERTÄGIGEN PUMPSPEICHERWERKES. AM BERGWERK PROSPER-HANIEL IN BOTTROP IN DER BERGBAUFOLGE -SACHSTAND-. Essen 2017

[9] Wagner, Dr -Ing H. -J: Sachstand untertägiges Pumpspeicherwerk im Bergwerk Prosper-Haniel. Pumpspeicherwerke und ihre Einbindung in die Energiewende – Stellenwert, Bedarf und Perspektiven. Essen 2017

[10] dena, „dena-Netzstudie II. - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.,“ Berlin, 2010

UNTERGRUNDGASSPEICHER

Technische Daten

	2016	2020	2030	2050
Ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätten sowie Aquifere (Porenspeicher)				
Arbeitsgasvolumen in D (Mrd. $m^3_{(i.N.)}$)*	9,8 [1]	→	→	→
Speicherkapazität CH_4 in D ($TWh_{CH4,LHV}$)**	96	→	→	→
Speicherkapazität H_2 in D ($TWh_{H2,LHV}$)**	29	→	→	→
Kissengasanteil	50-67 % [2]			
Porosität	>20 % [3]			
Plateau-Entnahmerate in D (Mio. $m^3_{(i.N.)}$/d)	176,5 [1]	→	→	→
Leckagerate	1 %/a [3]			
Kosten				
Baukosten untertägig	n/a			
*Stand für „Betrieb nach Endausbau“ (siehe [1])				
**berechnet aus dem Arbeitsgasvolumen und den Heizwerten				
Salzkavernen				
Minimaler Betriebsdruck (bar)	~60 [4]			
Maximaler Betriebsdruck (bar)	~200 [4]			
Arbeitsgasvolumen in D (Mrd. $m^3_{(i.N.)}$)*	12,7 [1]	→	→	→
Speicherkapazität CH_4 in D ($TWh_{CH4,LHV}$)**	125	→	→	→
Speicherkapazität H_2 in D ($TWh_{H2,LHV}$)**	38	→	→	→
Volumetrische Energiedichte (kWh_{H2}/m^3)***	266	→	→	→
Volumetrische Energiedichte (kWh_{CH4}/m^3)***	1.220	→	→	→
Kissengasanteil	20-35 % [2]			
Plateau-Entnahmerate in D (Mio. $m^3_{(i.N.)}$/d)	449,9 [1]	→	→	→
Leckagerate	0,01 %/a [4]			
Kosten				
Obertägige Infrastruktur pro Standort (Mio.€)****	n/a	n/a	23 [5]	→
Baukosten untertägig pro Kaverne (Mio. €)*****	20-50 [6]	→	36 [5]	→
Bau-/ Installationskosten obertägig pro Kaverne (Mio.€)******	n/a	n/a	33,2 [5]	→
*Stand für „Betrieb nach Endausbau“ (siehe [1])				
**berechnet aus dem Arbeitsgasvolumen und den Heizwerten (Lower heating value – LHV)				
***Abhängig von Speicherdruck, Temperatur und Kissengasanteil				
****Mehrere Kavernen an einem Standort möglich				
*****Kosten sind Abschätzungen für eine 500.000 m^3 Kaverne (geometrisches Volumen) und enthält die Exploration, Bohrung, Solung, Kissengas, Planung und Projektkosten				
******Beinhaltet Kosten für Messstation, Verdichter, Druckreduzierung und Trocknungsanlage				

Stand der Technik und Potenzial

Die niedrige Dichte von Gasen unter normalen Bedingungen erfordert, dass deren Speicherung in der Regel unter veränderten thermodynamischen Zuständen stattfindet, um so die Speicherdichte zu erhöhen. Dabei gibt es verschiedene Möglichkeiten, dies zu realisieren. Von besonderer technischer Relevanz zur großtechnischen Gasspeicherung hat sich die Speicherung von komprimiertem Gas und Flüssiggas (siehe Steckbrief „Flüssiggasspeicherung“) erwiesen. Andere Speichersysteme, wie beispielsweise Metallhydridspeicher, werden hier nicht behandelt.

Allgemeine Kriterien zur Bewertung von Speichern sind deren gravimetrische bzw. volumetrische Energiedichte, die Kosten pro gespeicherter Gaseinheit sowie der Nutzungsgrad des Speichers. Der Nutzungsgrad umfasst die energetischen bzw. stofflichen Verluste bei der Ein- und Ausspeicherung sowie Verluste während der Lagerung. Im Folgenden wird die Speicherung von verdichtetem Gas in Untergrundspeichern näher erläutert, welche die heutzutage vorherrschende Form der großtechnischen Gasspeicherung darstellt. Die Speicherung von komprimiertem Gas in Speicherbehältern wird nur im Zusammenhang mit automobilen Anwendungen betrachtet. Details können im Steckbrief „PKW“ nachgelesen werden.

Untertage-Gasspeicherung

Die Untertage-Gasspeicherung umfasst die behälterlose Lagerung von Gasen in geeigneten unterirdischen Speicherstrukturen. Prinzipiell wird zwischen natürlich vorhanden Porenspeichern und künstlich erzeugten Hohlraumspeichern unterschieden. Die Porenspeicher umfassen dabei ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätten sowie grundwasserführende Aquiferstrukturen. Unter den künstlich erzeugten Hohlraumspeichern sind die Salzkavernen von besonderer Bedeutung für Deutschland. Weniger relevant und im Folgenden nicht näher betrachtet sind Felskavernen sowie aufgelassene Bergwerke. Letztere sind aufgrund ihres ursprünglichen Verwendungszwecks so gebaut und betrieben worden, dass eine Umrüstung zu einem gasdichten und druckschwankungsstabilen Gasspeicher nur mit enormem Aufwand zu realisieren ist.

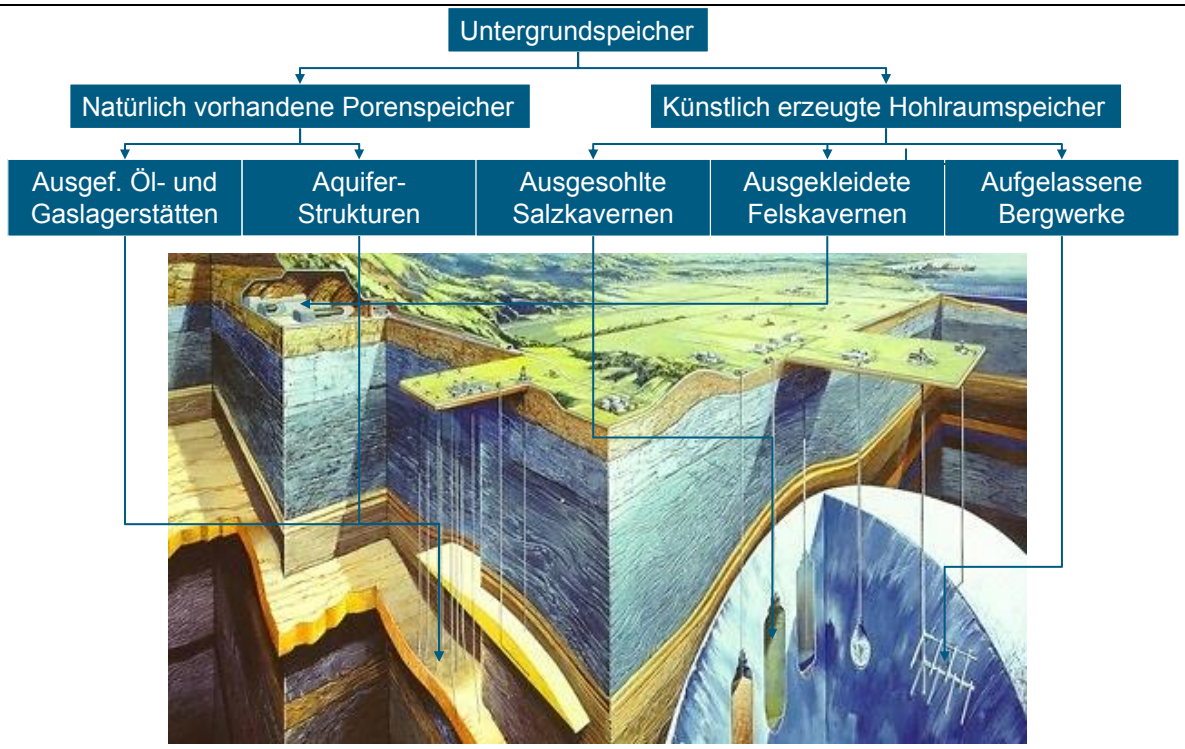


Abbildung 1: Formen der Untergrundgasspeicherung (Bildquelle: KBB Underground Technologies)

Untergrundspeicher ermöglichen die kostengünstige Speicherung großer Gasmengen und werden hauptsächlich zur Speicherung von Erdgas zum Zwecke des Ausgleichs von tages- und jahreszeitlichen Verbrauchsschwankungen eingesetzt. Gasspeicher werden von den Betreibern genutzt, um im Rahmen von saisonal schwankenden Gaspreisen die Gasbezugskosten zu senken. Zusätzlich bieten sie eine gespeicherte Reserveenergie welche theoretisch zu Krisenzeiten genutzt werden könnte. Hierdurch kann in Abhängigkeit vom Speicherfüllstand für einen begrenzten Zeitraum eine Unabhängigkeit von ausländischen Quellen erreicht werden. Alle Untergrundspeicher in Deutschland umfassen ein Arbeitsgasvolumen von 24,1 Mrd. $m^3_{(i.N.)}$ (Stand 31.12.2015) [1], was mehr als 30 % des jährlichen Verbrauchs entspricht [7]. Die Nutzung von in Gasspeichern gespeicherter Gasmengen im Krisenfall ist allerdings gesetzlich derzeit nicht geregelt.

Zur Charakterisierung der Leistungsfähigkeit von Untergrundspeichern dienen verschiedene Kenngrößen. So teilt sich das gesamte Speichervolumen in einen Arbeitsgas- und einen Kissengasanteil auf. Während das Kissengas benötigt wird, um den minimal erforderlichen Druck im Speicher zu erhalten, kann das Arbeitsgas zur Deckung des Bedarfs verwendet werden. Daneben hat jeder Speicher seine individuelle Plateau-Entnahmerate. Damit ist die maximale Ausspeisegeschwindigkeit gemeint. So muss das Gas in Porenspeichern aufgrund ihrer Struktur durch Kapillarporen strömen, wodurch sich die Strömungsgeschwindigkeit reduziert und das Speichersystem eine hohe Trägheit entwickelt. Folglich dienen diese prinzipiell eher der saisonalen Grundlastabdeckung. Die Leistungsfähigkeit von Kavernenspeichern ist durch die maximal zulässige Druckänderung im Salzgestein sowie die maximale Strömungsgeschwindigkeit in der Fördertour begrenzt. Kavernenspeicher erlauben in der Regel jedoch höhere Ausspeiseraten, so dass diese auch für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen sowie zukünftig auch für die Integration fluktuierender Energien geeignet sind [1].

Momentan sind etwa 41 % des Arbeitsgases in Porenspeichern und 59 % in Kavernenspeichern gespeichert, bei einem zukünftig steigenden Anteil der Kavernenspeicher [1]. Sieben neue Kavernen-speicher sind in Planung oder in Bau, die das Arbeitsgasvolumen auf 28,3 Mrd. $m^3_{(i.N.)}$ vergrößern [1]. Dabei konzentrieren sich

Kavernenspeicher wegen der dafür benötigten Salzstrukturen auf den nord- und mitteldeutschen Raum. Porenspeicher sind hingegen auch in Süddeutschland zu finden.

Porenspeicher

Poröse Gesteinsstrukturen im Untergrund können zur Speicherung von Gasen genutzt werden. Dazu müssen eine minimale Porosität sowie eine Gasdichte deckende Gesteinsschicht vorhanden sein, welche verhindert, dass das Gas nach oben entweichen kann. Die für die Gasspeicherung genutzten Strukturen finden sich sowohl in ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten als auch in Aquiferen. Typische Eigenschaften von porösen Speichern sind ihre große Speicherkapazität (größter Speicher in D: 4,4 Mrd. $m^3_{(i.N.)}$ Arbeitsgas [1]) sowie der hohe Anteil an benötigtem Kissengas, welcher meistens zwischen 50 und 67 % liegt [8].

Insbesondere ausgeförderte Öl- und Gaslagerstätten bieten eine attraktive Möglichkeit zur Speicherung an. Durch die bereits durchgeführte Förderung sind das Betriebsverhalten sowie Informationen zum Deckgestein, den Förder- und Speicherraten, Betriebsdrücken etc. bereits vorhanden. Außerdem ist das notwendige Equipment bereits installiert sowie die Dichtigkeit der Lagerstätte unter Beweis gestellt [9].

Aquifere sind grundwasserführende Strukturen. Dort wird eine Speicherung dadurch erzielt, dass das vorhandene Grundwasser aus den Poren gepresst wird, in dem das zu speichernde Gas mit höherem Druck in die Lagerstätte verpresst wird. Da Aquifere in der Regel nicht erschlossen sind, bedarf es ausgedehnter Exploration, um die Eignung hinsichtlich Gasdichtheit, Porosität und Permeabilität zu ermitteln.

Während die Speicherung von Erdgas in Porenspeichern als Stand der Technik angesehen werden kann, ist die Wasserstoffspeicherung in diesen noch nicht abschließend untersucht. Erfahrung mit Stadtgasspeichern sowie erste Untersuchungen zeigen allerdings, dass die in Aquiferen vorhandenen sulfatreduzierenden Bakterien das H_2 mit Sulfat zu H_2S bzw. Eisensulfid und Wasser umsetzen [11]. Infolgedessen können durch die Entwicklung des toxischen sowie in Kombination mit CO_2 korrosiven Schwefelwasserstoffs Probleme auftreten. Des Weiteren können Feststoffablagerungen zur Verstopfung von Poren führen [11]. Für den Fall, dass H_2 sogar in größeren Mengen mikrobiologisch umgesetzt wird, entsteht zusätzlich ein erheblicher Wertverlust des Speichergases, während der Speicherung. Infolgedessen ist die Speicherung von Wasserstoff in Aquiferen als problematisch anzusehen [11].

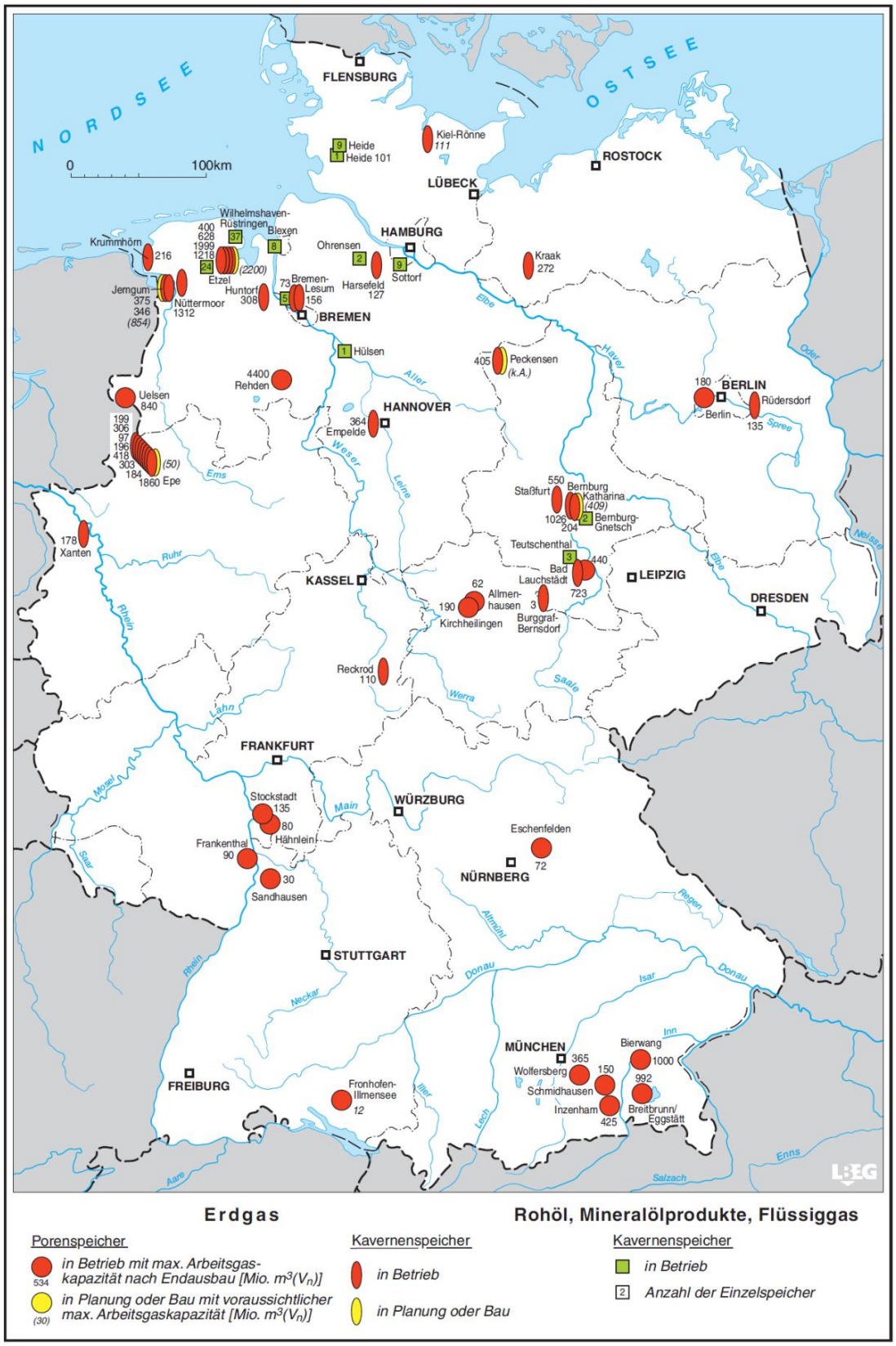


Abbildung: Standorte von Untergrundgasspeichern in Deutschland (Stand 31.12.2016) [10]

Kavernenspeicher

Salzkavernen sind künstlich erzeugte Hohlräume in unterirdischen Salzschichten. Die Hohlräume werden dabei durch einen Solungsprozess geschaffen, bei dem Wasser in die gewünschte Tiefe injiziert wird und die gesättigte Sole wieder abgepumpt und an geeigneten Stellen entsorgt oder stofflich verwertet wird. Die Entsorgung erfolgt üblicherweise durch Einleitung in das Meer. Durch Steuerung des Solprozesses können die Form und die Größe der Kaverne genau definiert werden. Die geeigneten Salzstrukturen befinden sich in Deutschland insbesondere in Schleswig-Holstein, Niedersachsen sowie in Teilen von Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und im Norden von Nordrhein-Westfalen [12].

Das geometrische Volumen von Salzkavernen erreicht bei typischer Dimensionierung Werte zwischen 200.000 bis 800.000 m^3 [12]. Werden größere Speichervolumina benötigt, werden weitere Kavernen ausgesolt, so dass ein Kavernenfeld entsteht. Der maximale sowie minimal zulässige Speicherdruck in der Kaverne sind abhängig von dessen Teufe sowie der Betriebsweise. Typische Werte liegen zwischen 150 und 210 bar. Bei einem geometrischen Volumen von 500.000 m^3, einem maximalen Speicherdruck von 175 bar und einer mittleren Temperatur der Salzstruktur von 40 °C [12] ergibt sich eine speicherbare H_2 Arbeitsgasmenge von insgesamt 4.000 tH_2[2], was etwa 133 GWh (LHVH2 – Lower heating value = Heizwert) entspricht. Hieraus ergibt sich eine volumetrische Energiedichte für die Wasserstoff-Kavernenspeicherung von 266 kWh/m^3. Im Vergleich dazu weist eine mit Methan befüllte Salzkaverne eine speicherbare Arbeitsgasmenge von insgesamt 43.900 $tCH_4$1 auf, was etwa 610 GWh (LHVCH4) entspricht. Hieraus ergibt sich eine volumetrische Energiedichte für die Methan-Kavernenspeicherung von 1.220 kWh/m^3. Bei einem minimalen Speicherdruck von 58 bar ergeben sich Kissengasmengen von 2.170 tH_2 bzw. 19.400 $tCH_4$1. Entsprechend können in beiden Fällen etwa 2/3 einer vollständig gefüllten Kaverne als Arbeitsgas verwendet werden.

Unterirdische Salzkavernen sind prinzipiell zur Speicherung von Wasserstoff geeignet. Das Salz bildet eine inerte Hülle, so dass dadurch keine Verunreinigungen in den Wasserstoff eintreten. Das im Kavernensumpf befindliche Wasser führt allerdings zu einer Aufsättigung des Wasserstoffs mit Wasserdampf. Dieser muss nach der Entnahme wieder abgetrennt werden, um eine spätere Tauwasserbildung zu vermeiden. Die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen wird seit langem industriell praktiziert. Dabei wird reiner Wasserstoff als Rohstoff für chemische und petrochemische Prozesse zwischengespeichert. Dazu existierende Anlagen befinden sich in Teeside, Großbritannien, (3 x 70.000 m^3, betrieben von Sabic Petrochemicals) und Texas, USA (580.000 m^3, ConocoPhillips; 566.000 m^3, Praxair) [6]. Zusätzlich ist die Umrüstung bestehender Erdgassalzkavernen zu Wasserstoffsalzkavernen technisch problemlos möglich [12].

[2] Berechnungen basierend auf dem Python Wrapper CoolProp, vergleiche [13].

[1] „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland," Erdöl, Erdgas, Kohle, Bd. 132, Nr. 11, pp. 409-417, 2016.

[2] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, L. Zhao, A. Otto, B. Kumar, M. Weber und D. Stolten, „Power to Gas," in Transition to Renewable Energy Systems, Weinheim, Wiley-VCH, 2013.

[3] J. Wackerl, M. Streibel, A. Liebscher und D. Stolten, „Geological Storage for the Transition from Natural to Hydrogen Gas," in Transition to Renewable Energy Systems, Weinheim, Wiley-VCH, 2013.

[4] F. Crotogino, S. Donadei, U. Bünger und H. Landinger, „Large-Scale Hydrogen Storage for Securing Future Energy Supplies," in 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010, Essen, Deutschland.

[5] Stolzenburg, K., Hamelmann, R., Wietschel, M., Genoese, F., Michaelis, J., Lehmann, J., Miege, A., Krause, S., Sponholz, C., Donadei, S., Crotogino, F., Acht, A. u. Horvath, P.-L.: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht, 2014. https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20140402-abschlussbericht-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem-ist-veroeffentlicht/abschlussbericht_integration_von_wind-wasserstoff-systemen_in_das_energiesystem.pdf, abgerufen am: 25.03.2017

[6] Olaf Kruck, Fritz Crotogino, Ruth Prelicz u. Tobias Rudolph: Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen. Grant agreement no.: 303417 Deliverable No. 3.1, 2013. http://www.fch.europa.eu/project/assessment-potenzial-actors-and-relevant-business-cases-large-scale-and-seasonal-storage-ren

[7] British Petroleum: Erdgasverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1980 bis 2016 (in Milliarden Kubikmeter), 2017. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41033/umfrage/deutschland---erdgasverbrauch-in-milliarden-kubikmeter/, abgerufen am: 16.08.2017

[8] F. Civan, „Natural Gas Transportation and Storage," Encyclopedia of Energy, Nr. 4, pp. 237-282, 2004.

[9] G. Hammer, T. Lübcke, R. Keitner, M. R. Pillarella, H. Recknagel, A. Commichau, H.-J. Neumann und B. Paczynska-Lahme, „Natural Gas," Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 2012.

[10] „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016", Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Jahresbericht (2016).

[11] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz," 2013.

[12] A. Acht, „Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung," Jülich, 2013.

[13] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin u. V. Lemort „Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library CoolProp." Industrial & engineering chemistry research 53.6 (2014): 2498-2508.

WÄRMENETZE

Technische Daten

	2014/2016	2020	2030	2050
Wassernetze				
Trassenlänge BRD (km)	21.521 [1]	↗	↗	↗
Trassenlänge NRW (km)	4.834 [1]	↗	↗	↗
Anteil NRW Trassenlänge	23,2 % [1]			
Anzahl Hausübergabestationen BRD	363.045 [1]	↗	↗	↗
Anzahl Hausübergabestationen NRW	106.250 [1]	↗	↗	↗
Anteil NRW Hausübergabestationen	29,3 % [1]			
Durchschn. Trassenlänge / Hausstation (m)	57 [1]	→	→	→
Durchschn. Anschlusswert /Hausstation (kW)	132 [1]	→	→	→
Eingespeiste Wärme BRD (GWh)	75.174 [1]	↗	↗	↗
Eingespeiste Wärme NRW (GWh)	14.454 [1]	↗	↗	↗
Anteil NRW eingespeiste Wärme	19,2 % [1]			
Anschlusswert BRD (MW)	47.928 [1]	↗	↗	↗
Zugänge BRD (MW)	+ 620 [1]			
Abgänge BRD (MW)	- 424 [1]			
Anschlusswert NRW (MW)	9.608 [1]	↗	↗	↗
Anteil NRW Anschlusswert	20,2 % [1]			
Dampfnetze				
Trassenlänge BRD (km)	670,1 [1]			
Trassenlänge NRW (km)	104,6 [1]			
Anteil NRW Trassenlänge	15,6 %			
Anzahl Hausübergabestationen BRD	8.420 [1]			
Anzahl Hausübergabestationen NRW	1.394 [1]			
Anteil NRW Hausübergabestationen	16,6 %			
Eingespeiste Wärme BRD (GWh)	8.530 [1]			
Eingespeiste Wärme NRW (GWh)	1.716 [1]			
Anteil NRW eingespeiste Wärme	20,1 %			
Anschlusswert BRD (MW)	3.857,3 [1]			
Zugänge BRD (MW)	+ 30 [1]			
Abgänge BRD (MW)	- 46 [1]			
Anschlusswert NRW (GW)	928,1 [1]			
Anteil NRW Anschlusswert	24,1 %			

Insgesamt				
Anteil des beheizten Wohnbestands	geschätzt 14 % [2]	→	→	→
Eingespeiste Wärme gesamt BRD (GWh)	83.703 [1]	→	→	→
Eingespeiste Wärme gesamt NRW (GWh)	16.169 [1]	→	→	→
Anteil NRW eingespeiste Wärme	19,3 %			
Anteil Wassernetze an gesamter Wärme	89,8 %	→	→	→
Anteil Wassernetze an Trassenlänge	96,9 %	→	→	→
Anteil KWK	83 % [1]	→	→	→
Anteil industrielle Abwärme	2 % [1]	→	→	→
Wärmeverluste der Netze	14 % [1]	→	→	→
Primärenergiefaktor nach FW-309-1	0,39 [3] *	→	→	→
dabei Anteil der KWK-Wärme	90,4 % [3] *			

* Beispiel der Fernwärmeversorgung der STEAG GmbH, Essen, im Verbund der Fernwärmeschiene Ruhr

Kosten

Verbrauchspreise (in 0,01 €/kWh)

		2014	2020	2030	2050
Wärmepreis **	neue Bundesländer	8,8 [4]			
	alte Bundesländer	7,4 [4]			
in Kleinnetzen (1 - < 10 km) ***		10,1 [2]			
in Mittelnetzen (10 - < 100 km)***		8,9 [2]			
in Großnetzen (> 100 km) ***		7,0 [2]			

** gerundet, 01.10.2013
*** Netto-Durchschnittserlös 2008

Stand der Technik

Klassische Großkraftwerke erzeugen neben elektrischer Energie unvermeidbarer Weise große Mengen von Abwärme. Diese thermische Energie kann jedoch an den Großkraftwerksstandorten, typischerweise fernab der dichten Wohngebiete und im Fall mangelnder Großabnehmer nur zu einem kleinen Teil genutzt werden. Wird die Wärme in einer eigens dafür geschaffenen Infrastruktur zu einem Abnehmer geleitet, so spricht man allgemein von **Fernwärme**. Unter diesen Überbegriff fällt auch die gelegentlich auftauchende Bezeichnung Nahwärme, die lediglich die örtliche Nähe zwischen Wärme-Quelle und -Senke betont.

Fernwärmenetze in Kombination mit dezentralen und wohnortnahen Blockheizkraftwerken oder industriellen Wärmeerzeugern (Kraft-Wärme-Kopplung) ermöglichen eine enorme Effizienzsteigerung auf der Erzeugungsseite [5]. Die anfallende Wärme wird in die Rohrleitungssysteme des Fernwärmenetzes eingespeist und kann somit einer breiten Nutzerschar zugeführt werden. An den Hausanschlüssen wird Wärme aus dem Transportsystem mittels Wärmetauschern entnommen und mit Hilfe von Wärmemengenmessgeräten abgerechnet. Gas- oder Ölbrenner benötigen diese Haushalte nicht. Demnach entfallen Sicherheitsaspekte hinsichtlich Brennstofflagerung bzw. Gasleitungen. Es wird kein Schornstein benötigt, sodass hier Vorteile bei den Betriebskosten der ohnehin wartungsarmen Fernwärmeheizungsanlagen bestehen. Gerade in Ballungsgebieten, in denen der Mietgebäudebestand dicht und schwer sanierbar ist, stellt die Fernwärmeversorgung ein erhebliches Potenzial zur Erreichung der politisch festgeschriebenen Ziele für Primärenergieeinsparung und der damit verknüpften CO_2- Einsparung dar.

In der Wärmeversorgung insgesamt muss sich Deutschland noch viel tun, angesichts von einem Anteil von 13 % erneuerbarer Energien im Wärmesektor im Jahr 2016 [6]. Im Vergleich dazu wurden im Stromsystem im selben Jahr bereits 31,7 % des Verbrauchs durch erneuerbare Energien abgedeckt [6].

Die **Fernwärmekosten für den Endverbraucher** divergieren regional stark, laut Bundesverband der Energieabnehmer e.V. (VEA) und Bundeskartellamt für kleine und mittlere Netze sogar bis über 100 % [2], [4]. Im Durchschnitt wurde für die alten Bundesländer ein Wärmepreis von 7,4 Cent/kWh ermittelt, während in den neuen Bundesländern 8,8 Cent/kWh berechnet wurden [4]. Laut einer Untersuchung des Bundeskartellamtes fallen die Preise für die Verbraucher günstiger aus, wenn sie in ein großes Fernwärmenetz eingebunden sind. So müssen Verbraucher in kleinen Netzen mit 1 bis unter 10 km Länge 10,1 Cent/kWh zahlen, während in großen Netzen mit über 100 km Länge nur noch durchschnittlich 7,0 Cent/kWh verlangt werden [2].

Die **Technik** ist praxiserprobt und unmittelbar verfügbar [5]. Der Wärmetransport wird realisiert durch ein nach außen thermisch isoliertes Rohrsystem, durch das heißes Wasser oder heißer Wasserdampf geleitet wird. Das Fernwärmesystem besteht immer aus einer Vorlauf- und einer Rücklaufleitung, in der das Medium sich in einem geschlossenen Kreislauf befindet. Das Wasser wird enthärtet und ggf. mit Zusätzen versehen und ist idealerweise arm an korrosiven Bestandteilen wie Salz, Chloridionen und Sauerstoff. Es wird unter einigen bar Überdruck gehalten, sodass auch für flüssiges Wasser Temperaturen über 100°C möglich sind. Typisch sind Temperaturen von etwa 80-130 °C im Vorlauf. Die verwendeten Rohrdurchmesser und Isolationsmaßnahmen, sowie Druckhalteanlagen und weitere technische Parameter werden unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten, insbesondere der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, aber auch der Topologie berechnet.

In NRW ist das zentrale Ruhrgebiet strukturell für die Fernwärmenutzung prädestiniert. Es existieren hier bereits weit verzweigte Wärmenetze, die im Bereich dichter Besiedelung effizient Heizwärme verteilen. NRW insgesamt verfügt über 22,9 % der bundesdeutschen Trassenlängen und ist mit dieser Infrastruktur weit führend unter den Bundesländern, es folgen Bayern mit 10,2 % und Berlin und Baden-Württemberg mit jeweils 9,5 % [1]. Der Trassenausbau entwickelt sich seit 1999 [1] nur langsam, jedoch kann mit einem weiteren steten Wachstum bei den Netzlängen wie auch der Anzahl der Hausanschlüsse gerechnet werden. Eine aktuelle Studie weist für das Ruhrgebiet durch eine perspektivische Schaffung des größten Fernwärmeverbundsystems in Europa ein etwa verdoppeltes CO_2-Einsparungspotenzial bei etwa halbierten CO_2-Minderungskosten aus [7].

Wärmeverluste sind für die Fernwärmenetze systemimmanent. Sie wachsen proportional zur Trassenlänge und hängen darüber hinaus von Materialspezifika, Isolation, Leitungsquerschnitten, Fahrweise und anderen Parametern ab. Im Durchschnitt wird vom AGFW ein Wärmeverlust der Netze von 14 % angegeben, wobei je nach lokalen Gegebenheiten starke Unterschiede auftreten. So werden für die Bundesländer Wärmeverluste zwischen 9 % und 17 % angegeben (NRW: 14 %) [1]. Noch vor dem Wärmetransport entstehen Wärmeverluste auf der Erzeugungsseite. Hier hängen die Wirkungsgrade der gesamten Prozesskette stark vom regionalen Brennstoffmix und dem Stand der Technik bei den Kraftwerken ab. Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien bieten ein großes Potenzial, elektrische Energie und Wärme gleichzeitig zu liefern – mit großen Synergien in der energetischen Gesamt-Effizienz wie auch bei den CO_2-Emissionen. Bereits heute liegt der Anteil der Fernwärme aus KWK-Erzeugung bei 83 % [1].

Um die Entwicklung der Fernwärme einzuschätzen ist es interessant, die aktuelle **Fördersituation in NRW** zu betrachten, die von der EnergieAgentur.NRW zusammengestellt wird [8]. Im Rahmen des Programms „progres.nrw: Markteinführung – Wärmenetze und Energiespeicher“ können beispielsweise Wärmeübergabestationen Förderungen von 1.000 € (25-50 kW Anschlussleistung) bis 1.500 € erhalten (1-

25 kW Anschlussleistung). Wärmenetze können 15 % Förderung und bei Modellhaftigkeit in Einzelfällen bis zu 25 % Förderung erhalten. Auch „besondere Wärme- und Kältespeicher wie z.B. Latentwärmespeicher, Eisspeicher“ für mehrheitlich regenerativ erzeugte Energie werden mit bis zu 25 % der zuwendungsfähigen Ausgaben gefördert [8]. Des Weiteren kann über das Programm zur „Förderung integrierter ländlicher Entwicklung“ in geeigneten Fällen eine Unterstützung erfolgen [8].

Auch seitens des Bundes können Wärmenetze Förderungen erhalten, zum Beispiel über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), aber auch über unterschiedliche KfW-Darlehen- und KfW-Zuschuss-Programme [8].

Die **Integration von Wärmespeichern** erweitert die Möglichkeiten einer Fernwärmeversorgung. Sie ermöglicht einen Ausgleich von Tag-Nacht-Schwankungen in der Einspeisung oder Abnahme und erschließt somit auch ein Potenzial für die Speicherung von volatil anfallender Energie. Zum Beispiel könnte Überschussstrom nach dem Prinzip „Tauchsieder“ in einem Wärmespeicher verbraucht und einem späteren Nutzen zugeführt werden. Gewöhnliche Großspeicher sind auf Tag-Nacht-Ausgleich ausgelegt. Für saisonale Speicherung kommen Aquiferspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen infrage (siehe Steckbriefe „Wärmespeicher“ und „Power-to-Heat“).

Die **Integration von Solarthermie** in Verbindung mit großen Speichern im Wärmenetz (solare Fernwärme) bietet sich ebenfalls an, um das eingespeicherte Medium zu erwärmen bzw. thermischen Verlusten von Fernwärme-Speichern entgegenzuwirken. In Dänemark wurde diese Einbindung bereits „in einem großen Stil“ umgesetzt und erzielt Wärmeerzeugungskosten von nur 4 ct/kWh [9].

Eine weitere Perspektive bietet die **Integration von Geothermie** in die Fernwärmeinfrastruktur. Die hohen Fördertemperaturen der Tiefengeothermie könnten sich – je nach lokaler Eignung – zu einem wesentlichen Baustein der Fernwärmeversorgung entwickeln [9]. In NRW sind laut Geologischem Dienst NRW „70 % der Landesfläche geothermisch sinnvoll nutzbar“ [10].

Die **Aussichten für Europa** (EU27) im Bereich Fernwärme wurden in der Heat Roadmap Europe 2050 untersucht [11], [12]. Die Autoren berechnen, dass durch einen starken Einsatz (50 %) von Fernwärme die Ziele des Energie-Effizienz Szenarios aus der Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission [13] ebenfalls erreicht werden können – allerdings zu geringeren Kosten im Rahmen des HRE-EE 2050 Szenarios [12].

Zukünftig wird auch die Entwicklung von **Fernkältenetzen** spannend zu beobachten sein. Entweder lässt sich eine Kälteversorgung durch zentral gekühltes und dann verteiltes Wasser realisieren, oder mittels der bestehenden Fernwärmeinfrastruktur und dezentralen Absorptionskältemaschinen. Die Marktdurchdringung mit Fernkältenetzen ist noch sehr gering. Die Länge der Kältenetze in Deutschland misst Stand 2016 lediglich 63,9 km, also weniger als 1/10 der bereits stark untergeordneten Dampfnetze. Die insgesamt angeschlossene Kälteleistung beläuft sich bislang auf 255 MW [1].

[1] Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. ; AGFW: AGFW - Hauptbericht 2016. Frankfurt a.M., 2017

[2] Bundeskartellamt: Sektoruntersuchung Fernwärme Abschlussbericht gemäß § 32e GWB, 8. Beschlussabteilung Kaiser - Friedrich - Straße 16 53113 Bonn Hauptautoren: Stephan Schweikardt, Michael Didycz, Dr. Felix Engelsing, Dr. Katharina Wacker (8. Beschlussabteilung) (2012)

[3] Tinkloh, Richard: Bescheinigung Für die Fernwärmeversorgung der STEAG Fernwärme GmbH im Verbund der Fernwärmeschiene Ruhr; Bilanzdaten der Jahre 2009-2011; Bescheinigung gültig bis 16.09.2022

[4] ihk-schleswig-holstein.de. URL http://www.ihk-schleswig-holstein.de/innovation/energie/zahlen_daten_fakten/734186/VEA_Fernwaerme_Preisvergleich.html. - abgerufen am 2014-03-13. — VEA-Fernwärme-Preisvergleich 2013 Herausgeber: IHK Schleswig-Holstein Arbeitsgemeinschaft der Industrie- und Handelskammern zu Flensburg, zu Kiel und zu Lübeck Bergstraße 2 24103 Kiel

[5] Schrader, Knut ; Ritzau, Michael: KWK und Fernwärmepakt 2025 - Optionen für den Ausbau der Fernwärmeerzeugung und KWK in Deutschland, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), Alfonsstraße 44, 52070 Aachen (2011)

[6] Umweltbundesamt: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2016 (2017)

[7] Bartelt, Martin ; Beck, Jessica ; Donner, Oliver ; Marambio, Constanze ; Michels, Armin ; Ritzau, Michael ; Schrader, Knut: Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050 (Abschlussbericht (vorläufige Endversion)) : Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Alfonsstr. 44, 52070 Aachen, 2013

[8] EnergieAgentur.NRW. URL http://www.energieagentur.nrw.de/foerderung/foerderung-von-waermenetzen-6034.asp. - abgerufen am 2014-03-10. — Förderung von Netzen und Speichern (Wärme, Kälte)

[9] Schulz, Wolfgang ; Brandstätt, Christine: Flexibilitätsreserven auf dem Wärmemarkt, Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.; Auftragnehmer: Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM – Abteilung Energiesystemanalyse in Bremen (2013). — ISBN-13: 978-3-920328-66-9

[10] Schäfer: Erdwärme nutzen: Geothermiestudie liefert Planungsgrundlage, Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen – Landesbetrieb – De-Greiff-Straße 195 • D-47803 Krefeld

[11] Connolly, David ; Mathiesen, Brian Vad ; Ostergaard, Poul Alberg ; Möller, Bernd ; Nielsen, Steffen ; Lund, Henrik ; Persson, Urban ; Nilsson, Daniel ; u. a.: Heat Roadmap Europe 2050, Aalborg University, Halmstad University, Plan Energi

[12] Connolly, David ; Mathiesen, Brian Vad ; Ostergaard, Poul Alberg ; Möller, Bernd ; Nielsen, Steffen ; Lund, Henrik ; Persson, Urban ; Werner, Sven ; u. a.: Heat Roadmap Europe 2050 Second Pre-Study for the EU27, Aalborg University, Halmstad University, Plan Energi, Ecofys Germany GmbH; Publisher: Department of Development and Planning, Aalborg University, Vestre Havnepromenade 5, 9000 Aalborg, Denmark; ISBN: 978-87-91404-48-1 (2013)

[13] Energy Roadmap 2050, European Commission; ISBN 978-92-79-21798-2; doi:10.2833/10759 (2012)

WÄRMESPEICHER

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
Sensible Speicher (klassische Speicher - nutzen Temperaturänderungen des Speichermediums)				
Flüssiges Wasser				
Stadium	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife
Größe (m³)	0-50.000 *	→	↗	↗
Bereitschaftsverluste häusliche Speicher	typ. 5-10 %/24h	↗	↗	↗
Energiedichte (kWh/m³)	60	60	60	60
Temperaturen (°C)	30-95 [2]			
* kleine Volumina: Haushaltsbereich; große Volumina: Pufferspeicher im Fernwärmenetz				
Weitere sensible Wärme-/Kältespeicher				
Energiedichte sonstige Medien (kWh/m³)	20-100 [1], [3]	→	→	→
Druckbehafteter Wasserspeicher Temperatur (°C)	120-130 [2]			
Erdsonde Größe	beliebig	→	→	→
Erdsonde Wirkungsgrad	60-70 % [4]	→	→	→
Erdsonde Temperatur (°C)	10-80 [2]			
Aquifer Größe (m³)	> 100.000	→	→	→
Aquifer Wirkungsgrad	77 % [1], [5]	→	→	→
Aquifer Temperatur (°C)	70-80 [2]			
Kosten				
Stahltanks €/m³ (stark volumenabhängig)	< 100-3.000 [5]	→	↗	↗
GFK-Tanks €/m³ (volumenabhängig)	125-432 [5]	→	↗	↗
Beton-Tanks €/m³ (volumenabhängig)	114-450 [5], [6]	→	↗	↗
Beton-Tanks €/m³ (volumenabhängig)	114-450 [5], [6]	→	↗	↗
obige Kosten entsprechen etwa €/MWh	1.700-50.000	→	↗	↗
außer Aquiferspeicher €/MWh	ab 420	→	↗	↗
Latentwärmespeicher (nutzen Energie einer Phasenumwandlung des Speichermediums)				
Stadium	F&E, Tests	Demo	Marktreife	Marktreife
Wirkungsgrad	n.a.			
Energiedichte (kWh/m³)	50-150 [1], [3]	→	↗	↗
Schmelztemperatur (°C)	-40 - > 1.000 [2]			

Mobile Speicher: Kapazität (MWh)	etwa 2,5 [7], [8]	→	↗	↗
wirtschaftlich in einem Radius von	30 km [8]	→	↗	↗
Kosten				
Mobile Speicher (€/MWh)	20.000 [9]	→	↘	↘
stationäre Speicher (€/kWh)	noch unbekannt			
Salzhydrate, Paraffine (€/kg)	ab 0,5 [10]			

Thermochemische Speicher (nutzen z.B. die Bindungsenergie von Wasser im Speichermedium)				
Stadium	Beginn F&E	F&E	Demo	Marktreife
Wirkungsgrad	n.a.			
Energiedichte (kWh/m³)	100-500 [1], [3]	→		
Temperaturbereich (°C)	100-500 [2]	→		

Stand der Technik

Bei jeder technisch realisierbaren Energieumwandlung fällt immer auch eine gewisse Menge Abwärme an. Das geben die Hauptsätze der Thermodynamik vor und ist auch auf jede Form der Bereitstellung elektrischer Energie zutreffend. Um die Gesamtbrennstoffausnutzungsgrade wesentlich zu erhöhen, muss also möglichst viel anfallende Wärme einem Nutzen zugeführt werden. Vor diesem Hintergrund entstand z.B. die Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie (KWK, BHKW), die heute von der Industrie über den Gewerbe- und Dienstleistungssektor bis in den Haushaltsbereich geeignete Anwendungen findet. Entscheidend für eine Investitionsentscheidung ist häufig, ob lokal eine lohnenswert dimensionierte Wärmesenke (Prozesswärme, Trocknung, Heizwärme, Fernwärmenetz) existiert. Gerade bei volatil anfallender Wärme bzw. variierender Abnahme werden Wärmespeicher benötigt, um – analog zum Batteriespeicher für die elektrische Energie – Lastspitzen zu glätten. Darüber hinaus ist langfristig für den Heizungsbereich eine Speichertechnologie wünschenswert, die auf längeren Zeitskalen arbeitet, um im Sommer eingespeicherte Wärme im Winter nutzbar zu machen (Kälte entsprechend antizyklisch). Dazu sollte der Platzbedarf gering gehalten und die speicherbare Energiedichte im Vergleich zu heutigen Wasserspeichern deutlich erhöht werden [11].

Wärmespeicher lassen sich nach ihrer physikalischen Wirkungsweise in die drei Klassen sensibel, latent und thermochemisch kategorisieren.

Sensible Speicher nennt man solche Wärmespeicher, deren Arbeitsmedium ganz klassisch erwärmt wird und diese Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgibt. Hierzu zählt z.B. der kleine Warmwasserspeicher im häuslichen Heizungseinsatz. Aber auch zur Wärmespeicherung in Nah- und Fernwärmenetzen werden Wasserspeicher entsprechender Größe eingesetzt und gelten in Kombination mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie und Strom-zu-Wärme-Technologie als vielversprechender Weg, um große Mengen erneuerbarer Energie in das Energiesystem zu integrieren (siehe Steckbriefe und Quelle [12]). Einige Beispiele finden sich in der dena Kurzstudie von Wawer *et. al.*, auf S. 22 und 24 [13]. Die größten Tanks sind typischerweise Sonderanfertigungen aus Stahl oder Beton, es können aber auch Stahltanks erworben und modular erweitert werden.

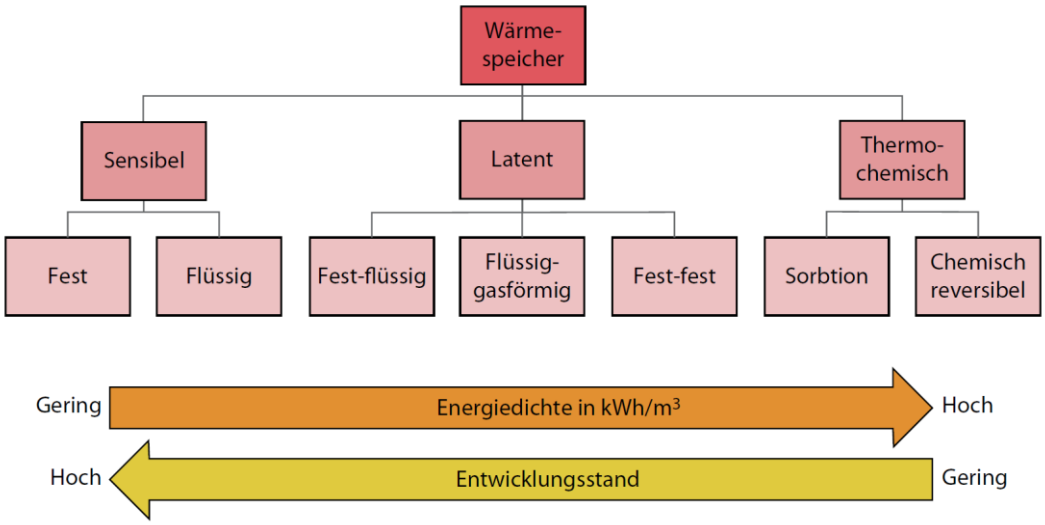


Abbildung1 Übersicht der verschiedenen Technologien zur Speicherung thermischer Energie. Quelle: [14]

Die Notwendigkeit einer Isolierung des erwärmten Arbeitsmediums gegenüber der kälteren Umgebung ist systemimmanent und mit zusätzlichen Kosten und Platzbedarf verbunden. Für Temperaturen oberhalb des Siedepunktes von Wasser können sensible Dampf-, Fluid- oder Feststoffspeicher verwendet werden. Im industriellen Einsatz birgt der Dampfspeicher den Vorteil einer schnellen Wärmeverfügbarkeit. Fluidspeicher (Thermoöle, Druckwasser, Flüssigsalze) und Feststoffspeicher (Hochtemperaturbeton) dienen speziellen Hochtemperaturanwendungen wie z.B. solarthermischen Kraftwerken [13], [15]. Alle genannten Speicher gehören zu den Kurzzeitspeichern.

Langzeitspeicher sind im Fall von Heißwasserspeichern oder Kies-Wasser-Wärmespeichern sehr groß dimensioniert (mehrere 1.000 m³). Sogenannte Erdsondenwärmespeicher erwärmen in etwa 20-100 m tiefen Bohrungen das Erdreich (wassergesättigte Tone bzw. Tongestein). Die hohe Wärmekapazität bei gleichzeitiger geringer Wärmeleitung ermöglichen lange, d.h. saisonübergreifende Speicherzeiten bei Wirkungsgraden von rund 60-70 % [4]. Schließlich gibt es noch die Möglichkeit, Wärme in natürlichen Aquiferwärmespeichern (ab 100.000 m³ in hydraulisch abgeschlossenen Grundwasserschichten; Beispiel Reichstagsgebäudekomplex in Berlin [5]) zu speichern. Das Grundwasser wird der Lagerstätte entnommen, an der Oberfläche erwärmt und zurück zirkuliert. Einspeise- und Entnahmeort sind horizontal 50-300 m voneinander getrennt [4]. Zur Wärmeentnahme (im Winter) wird die Zirkulationsrichtung umgekehrt.

Für die Investitionskosten aller genannten Speicheroptionen gilt: Die spezifischen Kosten pro Speichervolumen verhalten sich antiproportional zur Anlagengröße. Während für kleine Wärmemengen – etwa in den Haushalten – eine saisonübergreifende Wärmespeicherung aus Platz- und Kostengründen unwirtschaftlich ist, können große anfallende Wärmemengen – wie im Falle des Reichstagsgebäudekomplexes (2.650 MWh/a) [5] – zu niedrigen Kubikmeterpreisen gespeichert werden.

In einem **Latentwärmespeicher** wird das Arbeitsmedium einem Wechsel seines Aggregatzustandes (Phasenübergang) unterzogen. Daher spricht man auch von *phase change materials (PCM, Phasenwechsel-Materialien)*. Typischerweise spielt sich der Phasenwechsel zwischen Festkörper und Flüssigkeit ab. Die für die physikalische Zustandsänderung benötigte Energie wird in Form von Wärme zugeführt. Zum Ausspeisezeitpunkt kann der Flüssigkeit dann wieder Wärme entzogen werden, wodurch ein Teil der

Flüssigkeit zurück in den festen Zustand übergeht. Der wesentliche Unterschied für die Speicheranwendung ist, dass das Medium bei seinem Phasenübergang in etwa seine Temperatur beibehält und die gesamte zugeführte Energie von der Phasenänderung aufgenommen wird. Die stabile Temperatur kann – je nach Wahl des Speichermediums – z.B. etwa bei Raumtemperatur liegen, oder im Bereich der in der Anwendung benötigten Prozesswärme, die dann konstant ausgespeist werden kann. Darüber hinaus sind hohe Speicherdichten und dementsprechend kleinere Baugrößen im Vergleich zu den *sensiblen Speichern* möglich [13]. Je nach Anwendung können z.B. Wasser/Eis oder wässrige Salzlösungen (Kältespeicherung) verwendet werden, bzw. zwischen 5 °C und 130 °C Paraffine und Salzhydrate, und im Hochtemperaturbereich diverse Salze [13]. Der Entwicklungsstand und Verbreitungsgrad der latenten Wärmespeicher ist bei Weitem nicht so hoch wie der der sensiblen Speicher. Forschungs- und Demonstrationsanlagen existieren aber schon seit mehreren Jahren.

Thermochemische Speicher verwenden die ihnen zugeführte Wärme zur Aktivierung einer reversiblen chemischen Reaktion. Dies kann z.B. der Trocknungsvorgang eines porösen Arbeitsmediums sein, das beim Einspeisevorgang unter Erwärmung Wasser abgibt (desorbiert). Wird hingegen beim Ausspeisevorgang Wasser zugeführt so bindet (adsorbiert) es an das Arbeitsmedium und gibt die gewonnene Bindungsenergie als Wärme ab. Solch ein Wärmespeicher wird auch **Sorptionsspeicher** genannt. Als Arbeitsmedium eignen sich unter anderem Silikagel (niedrige Vorlauftemperaturen, z.B. von Solarthermieanlagen) und Zeolithe (bei höheren Temperaturen) [13].

Die Vielzahl vielversprechender Thermochemischer Speicher befindet sich im Forschungsstadium. Erste Modelle für den kleinen Leistungsbereich (Haushalte) finden sich bereits am Markt [16], [17]. Mit einer breiten Anwendung ist erst mittelfristig zu rechnen.

Wird anstelle von Wasser und einem dafür geeigneten Arbeitsmedium eine andere chemische Verbindung gewählt, die zyklisch in ihre Basiskomponenten getrennt und wieder zusammengeführt wird, so spricht man allgemein von **Speichern mit reversiblen chemischen Bindungen**, die sich noch im Forschungsstadium befinden und für die Zukunft eine weitere Steigerung der Energiedichten versprechen.

Im Erprobungsstadium befindet sich die Idee von **mobilen Sorptionsspeichern oder mobilen Latentwärmespeichern**. Diese Speicher könnten einen Bedarf nach Wärmetransport decken, denn häufig fällt Abwärme fernab von Wärmeverbrauchern an. Per LKW können mobile Wärmespeichereinheiten z.B. von einem Industriebetrieb oder einem BHKW ohne Fernwärmenetzanschluss zu einer Wärmesenke transportiert werden. Wichtig für den Erfolg eines solchen Konzeptes sind die erreichbaren Energiedichten der verwendeten Speicher. Überschlägig können in einer 26 t Latentwärmespeichereinheit (Natriumacetat-Trihydrat, Schmelztemperatur 58 °C) 2,4 MWh Energie gespeichert werden, davon 2/3 latente Wärme [7]. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist rechnerisch möglich und hängt vor allem von der Abwärmetemperatur, der Distanz von Wärme-Quelle und -Senke, und der Anlagenauslastung ab [7]. Ein kommerzielles Produkt für etwa 50.000 €/Container [9] wird von La Therm angeboten [18]. Der Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse (LTTT) an der Universität Bayreuth berechnete einen wirtschaftlichen Betrieb für Wärmegroßverbraucher bis zu Distanzen von 30 km bei gleichzeitig sehr niedrigen CO_2-Emissionen [8].

Wärmespeicher können einen wesentlichen Anteil an zukünftigen Anwendung zur elektrischen **Lastverschiebung** (auch *Demand Side Management* (DSM), siehe Steckbrief) haben. Allerdings sind sie in ihrem Entwicklungsstand noch nicht optimal für einen Einsatz in diesem Gebiet geeignet. Von ihrem Review-Artikel

leiten Arteconi *et al.* folgende Handlungsempfehlungen ab: Entwicklung von geeigneten Simulationsmodellen, Demonstrationsgebäude, in denen Heizen und Kühlen mit thermischen Speichern verbunden wird, technische Studien zur Leistungssteigerung und Kostensenkung, Erforschung neuer Arbeitsmedien, insbesondere *phase change materials (PCM)* für Latentwärmespeicher, Wissenstransferprogramme, gezielte Weiterbildungen und die Entwicklung angemessener Lastmanagement-Stromtarife [19]. Auch die *International Energy Agency (IEA)* gibt in ihrer Technology Roadmap Energy Storage (2014) detaillierte Handlungsempfehlungen für die zukünftige Entwicklung der unterschiedlichen Klassen von Wärmespeichern, nachzulesen online in Quelle [12] (englische Sprache).

[1] Feddeck (Red.), Paul: Thermochemische Speicher, BINE Informationsdienst; Fachinformationszentrum Karlsruhe, Büro Bonn, Mechenstr. 57, 53129 Bonn; ISSN 0937-8367 (2001)

[2] Maier, Magnus: Großwärmespeicher - Zentraler Baustein einer flexiblen Strom- und Wärmeversorgung. In: Renews Spezial - Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), Invalidenstraße 91, 10115 Berlin Bd. Nr. 80 (2017)

[3] Laing, Doerte: Wärmespeichertechnologien für Energieeffizienz in Industrieanwendungen, DLR (2012)

[4] Schmidt, Thomas ; Müller-Steinhagen, Hans: Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland, Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT); Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart; Institut für Technische Thermodynamik (ITT), DLR Stuttgart (2005)

[5] Friedrich, Uwe: Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude, BINE Informationsdienst; Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen

[6] Gäbler, Wolfgang ; Lechner, Stefan: Power to Heat: Projekt Wärmespeicher Forst - Lausitz. URL http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2013/Forum_1/3_Gaebler.pdf. - abgerufen am 2014-02-07

[7] Hauer, Andreas: Thermische Energiespeicher – Stand und Entwicklung, Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung (ZAE), Walther-Meißner-Str.6, 85748 Garching

[8] Brüggemann, Dieter ; Rösler, Fabian ; Obermeier, Andreas: Wärme auf Rädern transportieren, energy 2.0 (2008)

[9] Gesthuizen, Jan: Versteckspiel mit Wärmespeichern. In: Sonne Wind & Wärme Bd. 1/2010, S. 82–83

[10] Mehling, Harald: Latentwärmespeicher

[11] European Commission: RESEARCH PRIORITIES FOR RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGY BY 2020 AND BEYOND. URL http://www.energy.eu/publications/a06.pdf. - abgerufen am 2014-02-04. — ISBN 978-92-79-11948-4

[12] Technology Roadmap Energy Storage, International Energy Agency (iea), 9 rue de la Fédéracion, 75739 Paris Cedex 15, France (2014). — www.iea.org

[13] Wawer, Tim ; Hohmeier, Stephan ; Seidl, Hannes: Steigerung der Flexibilität und Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die Kombination mit Wärmespeichern, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Chausseestraße 128a, 10115 Berlin (2012)

[14] Michael Sterner ; Ingo Stadler: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration : Springer Vieweg, 2014 — ISBN 978-3-642-37379-4

[15] Oertel, Dagmar: Energiespeicher - Stand und Perspektiven, Büro Für Technikfolgen-Abschätzung Beim Deutschen Bundestag, Neue Schönhauser Str. 10, 10178 Berlin (2008)

[16] Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG: Zeolith-Gas-Wärmepumpe, Berghauser Str. 40, 42859 Remscheid

[17] Viessmann Deutschland GmbH: Gas-Adsorptionswärmepumpe Vitosorp 200-F, 35107 Allendorf (Eder) (2013)

[18] LaTherm Energie AG: Der LaTherm-Latentwärmespeicher Serie 5, Mallinckrodtstraße 320, 44147 Dortmund

[19] Arteconi, A. ; Hewitt, N.J. ; Polonara, F.: State of the art of thermal storage for demand-side management. In: Applied Energy Bd. 93 (2012), S. 371–389

WASSER-ELEKTROLYSE

Technische Daten

	2016	2020	2030	2050
Alkalische Elektrolyse				
Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	51-71 % [1]	55-72 % [1]	58-73 % [1]	↗
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	43-67 %* [2]	50-68 % [2]	53-70 % [2]	↗
Betriebstemperatur (°C)	60-80 [2]	60-80 [2]	60-90 [2]	↗
Maximaler Betriebsdruck (bar)	<30 [2]	<60 [2]	<60 [2]	→
Stromdichte (A/cm²)	0,2-0,4 [2]	0,3-1,0 [2]	0,6-1,0 [2]	↗
Minimale Teillastfähigkeit	20-40 % [2]	10-20 % [2]	10-20 % [2]	→
Verfügbare Stackgröße (kW)	200-4.500 [2]	300-5.500 [2]	400-7.800 [2]	↗
Stack-Lebensdauer (h in Betrieb)	<90.000 [2]	<100.000 [2]	<100.000 [2]	→
Standzeit System inkl. Überholung	20-30 a [2]	25-30 a [2]	30 a [2]	→
Kosten				
leistungsspezifische Investitionen** (€/kW)	1.000-1.200 [2]	370-900 [2]	370-800 [2]	↘
Stack-Überholungskosten (€ des CAPEX)	k.A			
Betriebskosten (% des CAPEX/a) ***	1,6	1,6	1,6	→
*bei 30 bar, Produkte getrocknet, die oberen Werte gehören zu MW-Anlagen ** exkl. Netzanschluss, Installation und Flächennutzung ***Bei 100 MW, exkl. Stromverbrauch und Stacküberholung				
PEM-Elektrolyse				
Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	54-71 % [1]	60-73 % [1]	70-77 % [1]	↗
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	40-67 % [2]	54-74 % [2]	62-74 % [2]	↗
Betriebstemperatur (°C)	50-80 [2]	60-90 [2]	60-90 [2]	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	<30 [2]	<100 [2]	<100 [2]	→
Stromdichte (A/cm²)	1,0-2,0 [2]	1,6-2,5 [2]	1,6-3,0 [2]	↗
Minimale Teillastfähigkeit	5-10 % [2]	0-5 % [2]	0-5 % [2]	→
Verfügbare Stackgröße (kW)	40-100 [2]	100-10.000 [2]	1.000-10.000 [2]	↗
Stack-Lebensdauer (h in Betrieb)	<90.000 [2]	<90.000 [2]	<90.000 [2]	↗
Standzeit System inkl. Überholung	10-30 a [2]	20-30 a [2]	30 a [2]	→
Edelmetallbedarf (mg/cm²)	2(Ir);0,5-1(Pt) [3]	↘	↘	↘

Kosten				
leistungsspezifische Investitionen* (€/kW)	1.860-2.320 [2]	700-1.300 [2]	250-1.270 [2]	↘
Stack-Überholungskosten (% des CAPEX)	15,5 [4]	↗	18,5 [4]	
Betriebskosten (% des CAPEX/a)**	1,6	1,6	1,6	→
* exkl. Netzanschluss, Installation und Flächennutzung **Bei 100 MW, exkl. Stromverbrauch und Stacküberholung				
Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)				
Elektrischer Stackwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	>100 % [2]*			
Systemwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	k.A.**			
Betriebstemperatur (°C)	700-1.000 [5]	→	→	→
Maximaler Betriebsdruck (bar)	1	→	↗	↗
Stromdichte (A/cm²)	0,75-1 [2]	→	↗	↗
Minimale Teillastfähigkeit	k.A.			
Stackgröße im Labormaßstab ($m^3_{(i.N.)}$/h)	5,7 [2]	↗	↗	↗
Nachgewiesene Lebensdauer (h in Betrieb)	3.500 [2]	↗	↗	↗
Standzeit System inkl. Überholung	k.A.			
Kosten				
leistungsspezifische Investitionen (€/kW)	2.500 [8]			
*Stackwirkungsgrade können sich nur auf elektrische Leistung beziehen, da der Wärmeeintrag im System ist **Systemwirkungsgrade hängen im hohen Maße vom Aufbau des Systems und der Wärmequelle ab				

Stand der Technik und Potenzial

Die Wasserelektrolyse umfasst Verfahren zur elektrochemischen Spaltung von Wasser in Wasserstoff (H2) und Sauerstoff (O2) und stellt somit den Umkehrprozess zur Brennstoffzelle dar. Die Wasserspaltung wird durch Anlegen einer elektrischen Spannung an zwei Elektroden erreicht. Neben der elektrischen Verbindung der Elektroden über die Spannungsquellen benötigt jeder Elektrolyseur ein ionenleitendes Medium, den Elektrolyten, der es den Ionen ermöglicht, sich zwischen den Elektroden zu bewegen. So entsteht an der „elektronenverbrauchenden“ Kathode Wasserstoff und an der „elektronenbereitstellenden“ Anode der Sauerstoff im gasförmigen Zustand. Damit sich die entstehenden Gase nicht wieder vermischen, was neben einem schlechteren Wirkungsgrad insbesondere sicherheitsgefährdend ist, muss zwischen den Elektroden zusätzlich ein ionenleitendes, jedoch gasundurchlässiges Diaphragma platziert sein. Prinzipielle Ausführungen von Elektrolyseuren sind die alkalische Elektrolyse, die Proton-Exchange-Membrane (PEM)-Elektrolyse (jeweils Niedertemperatur (NT)- Elektrolyseure) sowie die Hochtemperaturelektrolyse (HT-Elektrolyseur).

Elektrolyseure stehen damit neben den gängigen Anlagen zur Methanreformierung als weitere Verfahren zur Wasserstoffherstellung zur Verfügung. Im Zuge der Energiewende und des darin festgelegten deutlichen Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung bieten sie eine vielversprechende Möglichkeit den fluktuierend anfallenden Strom aus erneuerbaren Energiequellen (auch Stromüberschüsse) in speicherbaren Wasserstoff umzuwandeln und damit ebenfalls als steuerbarer Verbraucher zu fungieren. Dementsprechend umfassen aktuelle Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte die Erhöhung des Wirkungsgrads , der Lebensdauer, der Leistungsdichte und der absoluten Stackleistung (Stack = Reihen-/Parallelschaltung von einzelnen Elektrolysezellen zu einem Bauteil) sowie die Reduktion der Kosten (insbesondere der Materialkosten), die Bereitstellung von druckaufgeladenen Systemen, welche eine Minderung der Energieaufwendungen für die

Kompression des Wasserstoffs zu Transportzwecken ermöglicht, die Verbesserung der Systemdynamik zur schnellen Anpassung der Leistung über möglichst das gesamte Leistungsspektrum.

Der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs definiert sich als das Verhältnis von Nutzen zu eingebrachter Energie. Im Einzelnen muss jedoch auf die genaue Definition von Nutzen und Aufwand geachtet werden. So wird zwar in der Regel die chemische Energie des Wasserstoffs als Nutzen gesehen, jedoch ist oft nicht eindeutig, ob als Grundlage der Heizwert (≈242 kJ/mol) oder der Brennwert (≈282 kJ/mol) herangezogen wird. Bei NT-Elektrolyseuren wird typischerweise die eingebrachte Energie vollständig als elektrische Energie zugeführt. Bei HT-Elektrolyseuren kann ein beachtlicher Teil der Energie in Form von Wärme eingebracht werden, wodurch die Definition des Aufwandes genau erläutert werden muss. Zusätzlich muss zwischen Stack- und Systemwirkungsgrad unterschieden werden. Der Stackwirkungsgrad ist als das Verhältnis von erzeugter chemischer Energie zu eingebrachter elektrischer bzw. thermischen Leistung definiert. Bei Systemwirkungsgraden ist häufig nicht genau definiert, welche Systemgrenze angewandt worden ist. Deutliche Auswirkungen auf den Systemwirkungsgrad haben periphere Komponenten wie z. B. die Leistungselektronik, welche benötigt wird, um die meistens in Form von Wechselstrom bereitgestellte Energie in den benötigten Gleichstrom umzuwandeln. Im Allgemeinen ist zu beachten, dass die angegebenen Wirkungsgrade nur für einen Nennbetriebspunkt gelten. Im mittleren Teillastbereich steigt der Wirkungsgrad aufgrund der sinkenden ohmschen Verluste. Im niedrigen Teillastbereich nimmt der anteilige Verbrauch der Peripheriekomponenten überproportional zu. Hinsichtlich der Skalierung gilt, dass der Anteil der Peripherie an Kosten und zusätzlichem Verbrauch mit steigender Auslegungsgröße abnimmt, so dass größere Systeme bessere Werte aufweisen. Bezüglich der Lebensdauer wird zwischen Stacks und Systemen unterschieden. Die Kosten für eine Überholung beinhalten den Aus- und Einbau sowie die Erneuerung der Elektroden, Membranen und Dichtungen.

Alkalische Elektrolyse

Die Alkalielektrolyse ist bereits seit über einem Jahrhundert im industriellen Maßstab im Einsatz und ist in Stackgrößen bis zu 450 m^3/h[3] erhältlich [6]. Die größte Gesamtanlage (Verschaltung von mehreren Stacks) wurde am Assam-Staudamm errichtet, mit einer Produktionsrate von 33.000 m^3/h bei einer elektrischen Leistung von 156 MW [1].

Die Elektroden bestehen aus perforierten Blechen, die in einer OH--ionenleitenden 20-40 Gew.-% KOH-Lösung getaucht und voneinander mit einem Diaphragma getrennt sind. An der Kathode wird Wasser in H2 und OH--Ionen gespalten, die durch die Lösung zur Anode diffundieren und dort zu O2 und H2O reagieren. Die Lauge wird in separaten Tanks gelagert, die gleichzeitig als Entgasungsbehälter zur Abtrennung des Wasserstoffs und Sauerstoffs dienen. Die Betriebstemperatur im Elektrolyseur wird möglichst hoch bei Temperaturen zwischen 70-90 °C gewählt, um Überspannungen zu reduzieren [5]. Als Katalysatoren werden in der Regel Nickel, Kobalt oder Eisen eingesetzt. Die bei Betriebsbedingungen vorliegenden Stromdichten betragen für gewöhnlich zwischen 0,2-0,4 A/cm^2 [5]. Höhere Stromdichten würden zu übermäßig hohen ohmschen Verluste bei der ionischen Leitung führen.

[3] Alle Kubikmeterangaben beziehen sich auf Normbedingungen

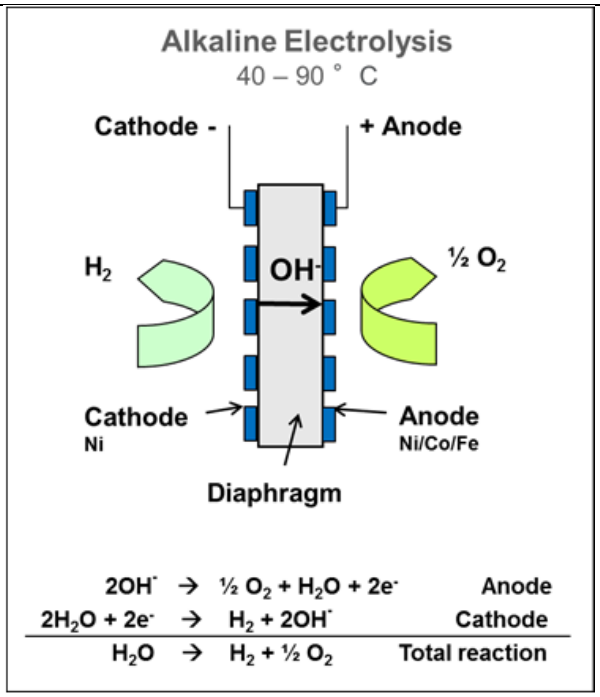


Abbildung 1: Funktionsprinzip der alkalischen Elektrolyse [6].

Die effizientesten, drucklosen Alkalielektrolysestacks haben einen elektrischen Energiebedarf von ≈4,2 kWh zur Produktion von 1 m³ H2, was einem Wirkungsgrad von 84 % bezogen auf den Brennwert (3,54 kWh/m³) bzw. 71 % bezogen auf den Heizwert (3,00 kWh/m³) entspricht[4] [1]. Die restliche Energie wird durch Überspannungen und ohmsche Verluste in Wärme umgewandelt. Bei druckaufgeladenen, großen Elektrolyse-Stacks erhöht sich der elektrische Bedarf auf >4,5 kWh/m³ [1]. Alkalische Elektrolysesysteme können heute bei bis zu 30 bar betrieben werden [5]. Bei Gesamtsystemen kommen zusätzliche Verluste durch Pumpen, Leistungselektronik und Gasaufbereitung hinzu, wodurch sich der Verbrauch insbesondere bei kleineren Anlagen beträchtlich erhöht (bei drucklosen MW-Anlagen bis 4,5 kWh/m³; ansonsten zwischen 5-6 kWh/m³). Der Vergleich von Herstellerangaben ist oft nicht eindeutig möglich, da die im System enthalten Komponenten nicht einheitlich sind.

Alkalische Elektrolyseure sind in der Lage Netzschwankungen zu folgen. Das System weist jedoch aufgrund der großen Peripherie inkl. Laugenpumpen, Druckregler und Gasseparatoren eine gewisse Trägheit auf. Die minimale Teillast ist auf 20-40 % begrenzt, da sonst die H2-Diffusion durch die Lauge und das Diaphragma zu sicherheitsgefährdenden Gasgemischen an der Anode führen kann [5]. Hinsichtlich der Lebensdauer sind bereits heute Anlagen mit einer Betriebsdauer von über 90.000 h im Einsatz [5]. Nach dem Elektrolyseur werden Gasreinheiten von 99,9 Vol.-% H2 und 99,7 Vol.-% O2 ohne weitere Aufbereitung erreicht [7].

Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte im Bereich der alkalischen Elektrolyse umfassen die Erhöhung der Leistungsdichte durch die Reduktion der Überspannungen an den Elektroden sowie die Entwicklung von Diaphragmenmaterialien mit reduzierten spezifischen Widerständen bei gleichzeitig erhöhter Gasdichtigkeit. Durch die Erhöhung der Leistungsdichte und die Senkung von Materialkosten sollen die leistungsspezifischen Investitionen von heute ca. 1000 €/kW auf ca. 500 €/kW reduziert werden [5]. Die verringerte H2-Gasdurchlässigkeit soll minimale Teillastbereiche bis ca. 10 % ermöglichen [5]. Außerdem wird versucht die

[4] Alle Kubikmeterangaben beziehen sich auf Normbedingungen

Betriebstemperatur zu erhöhen, da dadurch die Leitfähigkeit der Lösung sowie die elektrochemische Reaktionsgeschwindigkeit steigen [7].

PEM-Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane, teilweise auch Polymer Electrolyte Membrane) ist mit 20 Jahren Entwicklung eine vergleichsweise neue Technologie und basiert auf der Verwendung einer protonleitenden Polymermembran, meistens NAFION, als Elektrolyt. Bislang wurde diese Technologie in Anwendungen mit maximalen Stackgrößen von bis zu 50 m^3/h [5] eingesetzt. Aktuelle Neuentwicklungen erweitern das Portfolio mit Stacks zur Produktion von 250 m^3/h [6].

Durch den Protonentransport via Membran kann reines Wasser verwendet werden, wodurch die Peripherie im Vergleich zur Alkalielektrolyse reduziert werden kann. Außerdem findet die Spaltung des Wassers hier an der Anodenseite statt. Die Protonen wandern durch die Membran und bilden an der Kathode Wasserstoff. Durch den fehlenden flüssigen Elektrolyten muss die Membran direkt mechanisch mit den Elektroden in Form einer MEA (= membrane electrode assembly) verbunden sein. Die MEA ist über Bipolarplatten an den elektrischen Kreis angeschlossen. Diese sind über Gaskanalsysteme und poröse Schichten ebenfalls für den An- und Abtransport der Edukte und Produkte zuständig. Aufgrund des niedrigen pH-Werts an der Membran müssen die porösen Transportschichten korrosionsbeständig sein, weshalb sie in der Regel aus Titan gefertigt sind. Für die Bipolarplatten gibt es Ansätze diese aus beschichteten Edelstählen herzustellen.

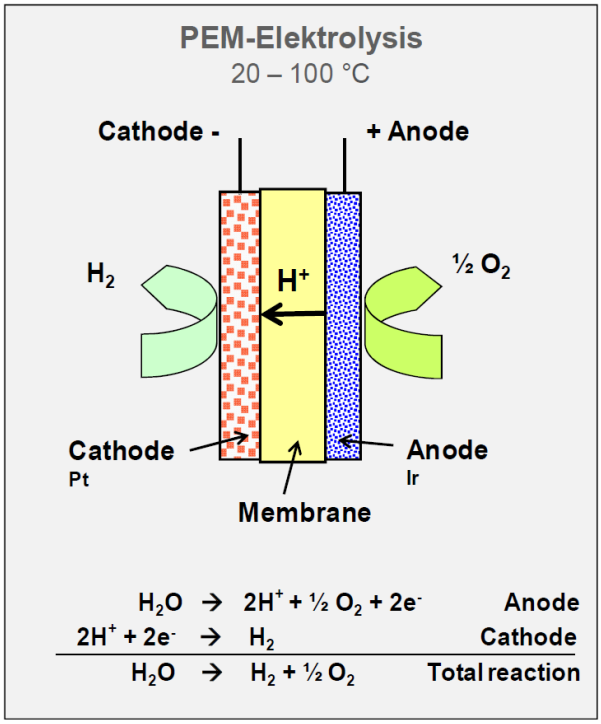


Abbildung 2: Funktionsprinzip der PEM-Elektrolyse [6].

Bei der PEM-Elektrolyse werden teure Edelmetalle wie Platin, Iridium und Ruthenium als Katalysator auf den Elektroden aufgebracht [3]. Die Wirkungsgrade liegen in der gleichen Größenordnung wie die bei der alkalischen Elektrolyse, jedoch fallen aufgrund der bislang kleineren Stackgrößen die Peripheriekomponenten mehr ins Gewicht. Die Polymermembran erlaubt höhere Stromdichten von 0,6-2,0 A/cm^2 [5], wodurch eine kompaktere Bauweise ermöglicht wird. Nach dem Elektrolyseur werden Gasreinheiten von 99,99 bis teilweise 99,999 Vol.-% H2 ohne weitere Aufbereitung erreicht. PEM-Elektrolyseure sind in der Lage fluktuierenden

Einspeiseprofilen nahezu verzögerungsfrei zu folgen. Die hohe Gasdichtigkeit der Membran kann einen sicheren Betrieb über den gesamten Leistungsbereich ermöglichen, abhängig vom Druckniveau des Systems. Aus energetischer Sicht wird als minimale Teillast 5-10 % angegeben, da der Eigenverbrauch der Peripheriekomponenten hier mit einfließt [1]. Neben der guten Teillastfähigkeit können PEM-Elektrolyseure kurzeitig auch in Überlast betrieben werden, was jedoch mit erhöhten ohmschen Verlusten einhergeht. Diese kurzzeitige Überlastfähigkeit kann bei der Auslegung auf Einspeisespitzen zu einer reduzierten benötigten installierten Leistung führt. Darüber hinaus können PEM-Elektrolyseure auch mit höheren Drücken betrieben werden, wobei Systeme mit bis zu 100 bar zukünftig möglich sind [1], [2]. Durch die Druckstabilität der Membran ist es auch möglich, nur die Wasserstoffseite unter Druck zu betreiben. Dadurch wird zum einen der Wirkungsgrad erhöht, zum anderen wird das problematische Handling von komprimiertem Sauerstoff vermieden.

Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte im Bereich der PEM-Elektrolyse umfassen insbesondere die Kostenreduktion. Es wird vorrangig versucht, diese durch eine Reduktion der Katalysatorbeladung bzw. durch den Einsatz alternativer, kostengünstiger Katalysatormaterialien zu erreichen. Neben dem Katalysator nehmen die Kosten für Gaskanalsystem und Separatoren bis zu 50 % der Stackkosten ein, weshalb hier ebenfalls an Verbesserungen und Alternativen gearbeitet wird [5], [7]. Es wird erwartet, dass durch eine konsequente Weiterentwicklung die leistungsspezifischen Investitionen von heute >2000 €/kW auf unter 600 €/kW reduziert werden [5]. Darüber hinaus stehen die Erhöhung der Langzeitstabilität auf das Niveau der alkalischen Elektrolyse sowie eine Hochskalierung der Zellgrößen und Peripheriekomponenten in den MW-Bereich (Erreichung von Skaleneffekten bei Kosten und Effizienz) im Fokus.

Hochtemperatur-Elektrolyse

An Hochtemperaturelektrolyseuren (SOEC = solid oxide electrolyser cell, teilweise auch SOE = solid oxide electrolyser) wurde in den 1970er und 1980er Jahren in Deutschland geforscht [1]. Erst in den letzten Jahren wurde die Forschung in diesem Gebiet wieder aufgenommen. Obwohl die SOEC-Technologie durch die Analogien zur SOFC von deren Fortschritten profitiert hat, ist die Technologie noch in einem frühen Entwicklungsstadium.

Als Elektrolyt dient bei der SOEC eine Festoxid-Schicht. Diese besteht in der Regel aus mit Yttriumoxid (Y2O3) dotiertem Zirconiumoxid (ZrO2), welches für Sauerstoffionen (O2-) leitend ist. Der Wasserdampf wird an der Kathode in H2 und O2--Ionen gespalten, welche mittels Leerstellendiffusion zur Anode diffundieren und zu O2-Molekülen reagieren. Dieser Effekt wird erst bei hohen Temperaturen zwischen 700 bis 1000 °C erreicht [5]. Neben der Kinetik hat die erhöhte Temperatur auch eine Verschiebung der energetischen Rahmenbedingungen zur Folge: Obwohl der Gesamtenergiebedarf ΔHR mit steigender Temperatur von 25 auf 1000 °C mit 3 % nur leicht steigt, fällt der Gesamtelektrizitätsbedarf ΔGR um 26 % erheblich [7]. So ist es möglich, einen Teil der benötigten Energie in Form von Hochtemperaturwärme zuzuführen. Entsprechend ist SOEC besonders in Kombination mit Prozessen interessant, bei denen Abwärme auf einem hohen Temperaturniveau zur Verfügung steht.

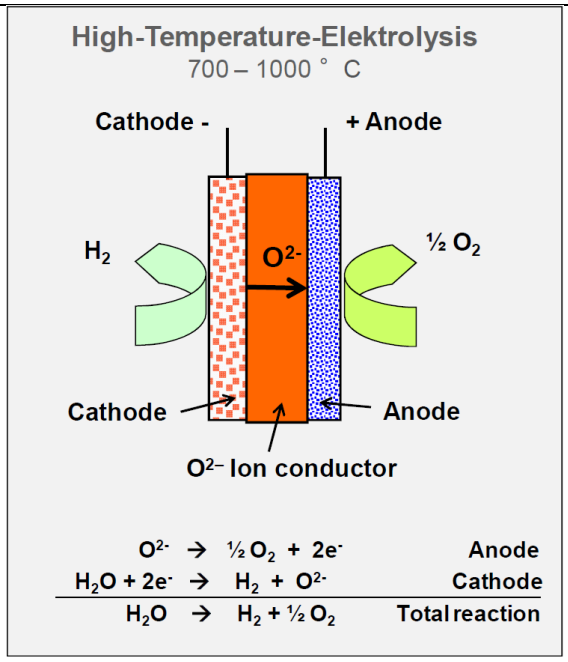


Abbildung 3: Funktionsprinzip der Hochtemperaturelektrolyse [6].

Durch die hohe Betriebstemperatur liegen alle Edukte und Produkte in der Gasphase vor und es handelt sich daher um eine Dampfelektrolyse. Als Katalysator wird Nickel eingesetzt. Die Spaltung von Dampf an der Kathodenseite hat zur Folge, dass der Wasserstoff mit verbleibendem Wasserdampf vermischt ist, wodurch ein zusätzlicher Aufwand zur Trennung der Gase entsteht.

Die Kopplung der SOEC an fluktuierende Energiequellen ist prinzipiell möglich. Die Keramik kann der Leistungsänderung schnell folgen und ist selber vollständig gasdicht. Jedoch vertragen die Keramiken und Dichtungselemente häufige Temperaturschwankungen nicht und beeinflussen die erwarteten Lebensdauern negativ. Bei An- und Abfahrprozessen, kann der Stack bei erhöhter Temperatur in Stand-By gehalten werden, um diese Probleme zu vermeiden.

Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte im Bereich der Hochtemperaturelektrolyse umfassen in erster Linie die Erhöhung der Lebensdauer und die zyklische Belastbarkeit. Außerdem gibt es Forschungen an alternativen Festoxid-Materialien wie beispielsweise protonenleitendem Strontiumzirkonat [7]. Durch einen Einsatz dieses Materials könnte zukünftig die Trennung von Wasserdampf und Wasserstoff entfallen.

[1] Stand und EntwicklungsPotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, Kurzfassung des Abschlussberichts, Smolinka, T., Günther, M. u. Garche, J., 2011

[2] Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B. u. Standen, E.: Development of Water Electrolysis in the European Union. Lausanne 2014

[3] Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J. u. Stolten, D.: A comprehensive review on PEM water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 12, S. 4901–4934

[4] Noack, C., Burggraf, F., Hosseiny, S. S., Lettenmeier, P., Kolb, S., Belz, S., Kallo, J., Friedrich, K. A., Pregger, T., Cao, K. K., Heide, D., Naegler, T. u. Borggrefe, F.: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, Stuttgart 2014. http://elib.dlr.de/94979/, abgerufen am: 24.03.2017

[5] J. Mergel, „Status on Technologies for Hydrogen Production by Water Electrolysis," in Transition to Renewable Energy Systems, Weinheim, Wiley-VCH, 2013.

[6] Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B. u. Stolten, D.: Power to gas. Technological overview, systems analysis and conomic assessment for a case study in Germany. International Journal of Hydrogen Energy 40 (2015) 12, S. 4285–4294

[7] A. Ursúa, L. M. Gandía und P. Sanchis, „Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends," Proceedings of the IEEE, Bd. 100, Nr. 2, 2012.

[8] M. Müller, Th. Grube, S. Schiebahn, N. Kimiaie: HYPOS – Machbarkeitsstudie Elektrolyse, https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A860345734/Zwanzig20-HYPOS-Machbarkeitsstudie-Elektrolyse/, abgerufen am 10.09.2017

WASSERSTOFFTANKSTELLE

Basierend auf On-Site-Elektrolyse

Technische Daten

	2014	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 kgH2/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	52 % [1], [2]	↗	↗	↗
CO_2-Emission / Strom EU-Mix (g CO_2/kWh H_2)	763*	↘	↘	↘
CO_2-Emission / Strom Windkraft Offshore (g CO_2/ kWh H_2)	0,0**	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom EU-Mix (kWh/Tag)	7.793***	↘	↘	↘
Primärenergieaufwand für Strom Windkraft Offshore (kWh/Tag)	2.987***	↘	↘	↘
Energieinhalt H2 (kWh/Tag)	1.665	→	→	→

*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.
**Hier wurden die CO_2-Emissionen für den Aufbau der Anlagen nicht berücksichtigt.
***Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.

Abgabekapazität 500 kgH2/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	55 % [1], [2]	↗	↗	↗
CO_2-Emission / Strom EU-Mix (g CO_2/kWh H_2)	662*	↘	↘	↘
CO_2-Emission / Strom Windkraft Offshore (g CO_2/kWh H_2)	0,0**	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom EU-Mix (kWh/Tag)	76.549***	↘	↘	↘
Primärenergieaufwand für Strom Windkraft Offshore (kWh/Tag)	28.491***	↘	↘	↘
Energieinhalt H2 (kWh/Tag)	16.650	→	→	→

*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.
**Hier wurden die CO_2-Emissionen für den Aufbau der Anlagen nicht berücksichtigt.
***Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.

Abgabekapazität 1.300 kgH2/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	58,61 % [1], [2]	↗	↗	↗
CO_2-Emission / Strom EU-Mix (g CO_2/kWh H_2)	558*	↘	↘	↘
CO_2-Emission / Strom Windkraft Offshore (g CO_2/kWh H_2)	0,0**	→	→	→
Primärenergieaufwand für Strom EU-Mix (kWh/Tag)	195.375***	↘	↘	↘
Primärenergieaufwand für Strom Windkraft Offshore (kWh/Tag)	70.426***	↘	↘	↘
Energieinhalt H2 (kWh/Tag)	43.290	→	→	→

Kosten in €2014/16				
	2014/16	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 bis 100 kgH2/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	718 [3], 2.000 [4], 2.800 [5]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg$_{H2}$)*	0,77 [3]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg$_{H2}$)*	9,06 [3]	→	→	→
*bei 70MPa Booster Konzept				
Abgabekapazität 500 kgH2/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	2.900 [3]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg$_{H2}$)*	0,35 [3]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg$_{H2}$)*	5,10 [3]	→	→	→
*bei 70MPa Booster Konzept				
Abgabekapazität 1.300 kgH2/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	6.500 [3] – 26.000 [4]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg$_{H2}$)*	0,29 [3]	→	→	→
Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung (€/kg$_{H2}$)*	4,79 [3]	→	→	→
*bei 70MPa Booster Konzept				

Basierend auf On-Site-Reformer

Technische Daten				
	2014	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 kgH2/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	60 % [1], [2]	→	→	→
CO_2-Emission (g CO_2/kWh H_2)	318*	→	→	→
Primärenergieaufwand (kWh/Tag)	3.101**	→	→	→
Energieinhalt H2 (kWh/Tag)	1.665	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad. Die CO2-Emissionen wurden für den kompletten Well-to-Tank-Pfad berechnet. **Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				
Abgabekapazität 500 kgH2/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	62 % [1], [2]	→	→	→
CO_2-Emission (g CO_2/kWh H_2)	289*	→	→	→
Primärenergieaufwand (kWh/Tag)	30.191**	→	→	→
Energieinhalt H2 (kWh/Tag)	16.650	→	→	→
*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad. Die CO2-Emissionen wurden für den kompletten Well-to-Tank-Pfad berechnet. **Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.				
Abgabekapazität 1.300 kgH2/Tag				
Gesamtwirkungsgrad (bez. auf Heizwert)	63,5 % [1], [2]	→	→	→
CO_2-Emission (g CO_2/kWh H_2)	263*	→	→	→

Primärenergieaufwand (kWh/Tag)	76.502**	→	→	→
Energieinhalt H2 (kWh/Tag)	43.290	→	→	→

*Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad. Die CO2-Emissionen wurden für den kompletten Well-to-Tank-Pfad berechnet.

**Berechnet mit Werten aus [1] und dem Gesamtwirkungsgrad für den kompletten Well-to-Tank-Pfad.

Kosten in €2014				
	2014	2020	2030	2050
Abgabekapazität 50 kgH2/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	1.000 [1]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg_{H2})	0,98 [1]	→	→	→
Gesamtkosten der H2-Bereitstellung (€/kg_{H2})	9,76 [1]	→	→	→
*Zahlen aus 2003, für dez. Erdgas-Reformer-Konzepte gibt es keine aktuellen Zahlen				
Abgabekapazität 500 kgH2/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	3.181 [1]	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg_{H2})	0,34 [1]	→	→	→
Gesamtkosten der H2-Bereitstellung (€/kg_{H2})	3,99 [1]	→	→	→
*Zahlen aus 2003, für dez. Erdgas-Reformer-Konzepte gibt es keine aktuellen Zahlen				
Abgabekapazität 1.300 kgH2/Tag				
Investitionskosten (Tsd €)*	4.200 [1]*	→	→	→
Instandhaltungskosten (€/kg_{H2})	0,21 [1]	→	→	→
Gesamtkosten der H2-Bereitstellung (€/kg_{H2})	2,75 [1]	→	→	→
*Zahlen aus 2003, für dez. Erdgas-Reformer-Konzepte gibt es keine aktuellen Zahlen				
** Bei LH2-Anlieferung werden aktuell ca. 4 M$ [4] angenommen.				

Stand der Technik

Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor beruht aktuell im Wesentlichen auf der Verwendung von Fahrzeugen mit Brennstoffzelle (BZ). Je nach Auslegung des Antriebsstrangs stellt die BZ die Antriebsenergie direkt zur Verfügung (Hybrid-Fahrzeug) oder lädt, wenn notwendig, eine Batterie nach, aus der die Antriebsenergie entnommen wird (Range-Extender). Parallel zum Einsatz von Brennstoffzellen wurden auch Fahrzeuge entwickelt, die einen wasserstoffbetriebenen Verbrennungsmotor besitzen. Dies hat den Vorteil, dass wesentliche Komponenten des Antriebsstrangs aus der konventionellen Antriebstechnik übernommen werden können. Nachteilig ist jedoch der geringe Wirkungsgrad der Motoren. Neben unterschiedlichen Antriebskonzepten werden auch verschiedene Speichertechniken für den Wasserstoff in den Fahrzeugen verwendet:

1. Flüssigwasserstoff bei tiefkalten Temperaturen (ca. 20,4 K / -253°C) und geringem Druck (LH_2) [6]
2. Gasförmiger Wasserstoff bei einem Nenndruck von 350 bar (CGH_2-350), insbesondere bei Nutzfahrzeugen
3. Gasförmiger Wasserstoff bei einem Nenndruck von 700 bar (CGH_2-700), insbesondere bei PKW

Die Nutzung von LH_2 bietet hohe Speicherdichten, da sich die Dichte des Wasserstoffs von ca. 0,09 kg/m³ unter Normbedingungen auf ca. 70,8 kg/m³ bei der Verflüssigung etwa um den Faktor 800 erhöht. Selbst der Einsatz vakuumisolierter Spezialtanks kann jedoch einen geringen Wärmeeintrag nicht verhindern, so dass so genannte Boil-Off-Verluste nicht zu vermeiden sind. Zusätzlich ist die Verflüssigung des Wasserstoffs sehr energieintensiv und nur in großtechnischen Anlagen sinnvoll umzusetzen. Die Verwendung dieser Speichertechnik wurde u.a. von BMW erprobt, konnte aber als Standard in Fahrzeugen nicht etabliert werden.

Wird der gasförmige Wasserstoff auf 350 bar komprimiert, erhöht sich die Dichte auf ca. 25,4 kg/m³. Damit reduziert sich der Platzbedarf für die Speicherung gegenüber Normaldruck bereits erheblich. Dieses Druckniveau wird mittlerweile nur noch bei Nutzfahrzeugen eingesetzt und nicht mehr bei PKW.

Bei weiterer Kompression auf 700 bar ergibt sich unter Berücksichtigung des Realgasfaktors eine Dichte von ca. 42,3 kg/m³. Aufgrund der gegenüber LH_2 einfacheren Speicher und der nicht vorhandenen Speicherverluste durch Boil-Off sowie der gegenüber CGH_2-350 deutlich höheren Speicherdichte wird CGH_2-700 von allen PKW-Herstellern als Speichertechnik im Fahrzeug favorisiert, wenngleich vereinzelte Forschungsaktivitäten sich mit kryo-komprimiertem Wasserstoff befassen.

Um mit BZ-PKW Reichweiten zwischen 500 und 600 km erzielen zu können, ist ein Wasserstoffvorrat von ca. 5 bis 6 kg erforderlich, abhängig vom Wirkungsgrad des Antriebsstrangs und den Fahrzeugdaten, wie Gewicht und Luftwiderstand. Ziel der Automobilindustrie ist, insbesondere bei PKW Betankungszeiten für den Wasserstoff im Bereich von 3 bis 5 Minuten zu realisieren, vergleichbar zu einer Betankung mit konventionellen flüssigen Kraftstoffen. Damit verbunden ist die Absicht, einen möglichen Komfortverlust beim Umstieg auf H_2-betriebene Fahrzeuge zu vermeiden.

Zur verbreiteten Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr ist eine entsprechende Tankstelleninfrastruktur notwendig. Für diesen Steckbrief wird die Einteilung der Tankstellen anhand der Abgabekapazität von Wasserstoff in die drei Klassen 50 kg/d, 500 kg/d, 1.300 kg/d vorgenommen, wie sie in [3] vorgeschlagen wird. Eine andere Einteilung erfolgte im Rahmen der Industrieinitiative H_2 Mobility und ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, die der Quelle [7] entnommen wurde. Hierzu konnten jedoch keine weiteren Angaben bzgl. der Kosten gefunden werden.

Typ XS – Very Small	Typ S – Small	Typ M – Medium	Typ L – Large
1 Zapfpunkt	1 Zapfpunkt	2 Zapfpunkte	4 Zapfpunkte
2,5 Betankungen pro Position und Stunde, keine back-to-back-Betankung[4]; max. 20 min Wartezeit	6 Betankungen pro Position und Stunde, 1 back-to-back-Betankung[4] pro Position; max. 5 min Wartezeit	6 Betankungen pro Position und Stunde, 2 back-to-back-Betankung[4] pro Position; max. 5 min Wartezeit	10 Betankungen pro Position und Stunde, 10 back-to-back-Betankugen[4] pro Position; keine Wartezeit
Mobile Containerlösung	Mobile Containerlösung	Stationäre Lösung	Stationäre Lösung
Option zur modularen Erweiterung	Option zur modularen Erweiterung	Option zur modularen Erweiterung	Option zur modularen Erweiterung
Durchschn. 10 Betankungen pro Tag (56 kg/d)	Durchschn. 30 Betankungen pro Tag (168 kg/d)	Durchschn. 60 Betankungen pro Tag (336 kg/d)	Durchschn. 125 Betankungen pro Tag (700 kg/d)
Maximalumsatz 80 kg H_2 pro Tag	Maximalumsatz 212 kg H_2 pro Tag	Maximalumsatz 420 kg H_2 pro Tag	Maximalumsatz 1.000 kg H_2 pro Tag

[4] Mit „back-to-back-Betankung" sind mehrere Betankungen nacheinander mit nur geringen oder ohne Wartezeiten gemeint

Abbildung 1: Größeneinteilung von Wasserstofftankstellen nach H_2 Mobility [7]

Die Bereitstellung des Wasserstoffs an der Tankstelle kann auf verschiedenen Wegen erfolgen, die wiederum andere Anforderungen an die vorgelagerte Infrastruktur stellen. Aktuell werden die folgenden Wege der Bereitstellung verfolgt, siehe auch Abbildung 22:

- Anlieferung des Wasserstoffs an die Tankstelle, entsprechend der Versorgung konventioneller Tankstellen mit flüssigen Kraftstoffen.
- Erzeugung des Wasserstoffs an der Tankstelle über die Elektrolyse von Wasser, wobei Elektrizität und Wasser aus den vorhandenen Verteilnetzen entnommen werden. Diese Variante wird aktuell für die dezentrale Herstellung bevorzugt.
- Erzeugung des Wasserstoffs an der Tankstelle aus Erdgas, das über eine Gasleitung bereitgestellt und vor Ort in einem Reformer zu Wasserstoff, CO_2 und anderen Nebenprodukten umgesetzt wird.

Für den hier betrachten Bereitstellungsfall der On-Site-Herstellung umfasst eine stationäre Wasserstoff-Tankstelle vier Bereiche:

- Wasserstofferzeugung
- Wasserstofflagerung
- Wasserstoffkonditionierung
- Wasserstoffabgabe

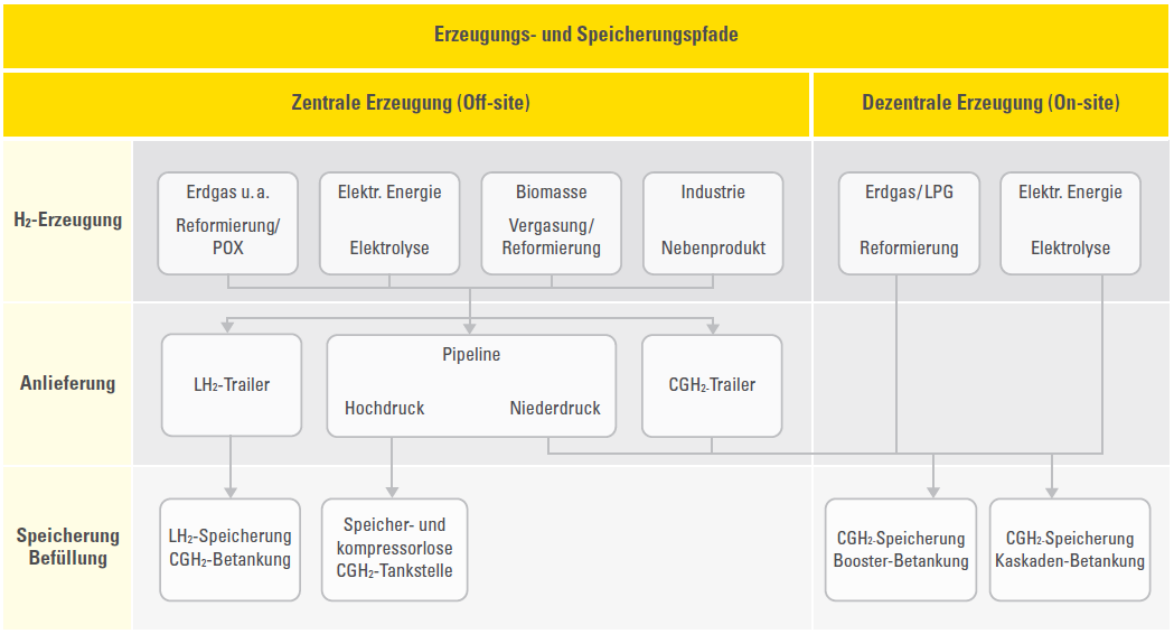


Abbildung 22: Systematik der Tankstellenkonzepte [7]

Die großtechnische Erzeugung von Wasserstoff durch die **Dampfreformierung** von Erdgas ist vor allem in der Mineralöl- und der Gasindustrie seit langer Zeit Stand der Technik. Systeme zur dezentralen Reformierung befinden sich in der Entwicklungsphase, jedoch wird zur dezentralen Wasserstoffbereitstellung an Tankstellen derzeit die Elektrolyse bevorzugt.

Die Wasserstofferzeugung über **Wasserelektrolyse** kann technisch durch die Verwendung von Elektrolyseuren mit flüssigem alkalischen Elektrolyten oder festem sauren Elektrolyten erfolgen. Je nach Baugröße der notwendigen Elektrolysesysteme können unterschiedliche Gesamtwirkungsgrade erreicht werden. Diese Skalierungseffekte sind in der Regel mit dem Energiebedarf und der Effizienz der benötigten Hilfsaggregate begründbar. Weitere Details zu den Elektrolyse-Technologien finden sich im Steckbrief Elektrolyse.

Für die dezentrale Wasserstoffbereitbestellung wird derzeit die Elektrolyse favorisiert. Zwar ist der Primärenergieaufwand höher als bei der Reformierung, aber durch die Nutzung regenerativ erzeugten Stroms

minimieren sich die CO2-Emissionen und die Ökobilanz verbessert sich erheblich. Zudem können entsprechende Anlagen zur Regelung der Stromnetze bei verstärkter Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energien genutzt werden.

Die **Wasserstofflagerung** an der Tankstelle kann je nach Art der H_2-Bereitstellung im flüssigen Zustand, im gasförmigen Zustand oder in einer Kombination beider Speicherarten erfolgen. Im Fall der vor Ort Erzeugung ist eine Verflüssigung des Wasserstoffs zur Zwischenlagerung wirtschaftlich und energetisch nicht sinnvoll, so dass hier die Lagerung bei höheren Gasdrücken Stand der Technik ist. Die Kapazität der benötigten Lagerbehälter ergibt sich einerseits aus der Größenklasse der Tankstelle, andererseits aber auch aus dem angewandten Betankungskonzept. Hier lassen sich grundsätzlich zwei Fälle unterscheiden.

Bei dem ersten Konzept erfolgt die Befüllung des Fahrzeugspeichers durch Überströmen des Wasserstoffs aus den an der Tankstelle vorhandenen Speichern. Diese Speicher besitzen unterschiedliche minimale und maximale Druckstufen. Innerhalb dieser Druckstufen gibt es wiederum mehrere voneinander unabhängige Speicherbehälter. Bei der Betankung eines Fahrzeugs wird zunächst solange Gas aus der niedrigsten Druckstufe entnommen, bis sich die Drücke zwischen Speicher und Fahrzeugtank angenähert haben und der Gasvolumenstrom zu geringe Werte annimmt. Daraufhin erfolgt ggf. die Umschaltung auf den zweiten Behälter der gleichen Druckstufe. Nach dem gleichen Verfahren werden die Speicher der höheren Druckstufen für die Betankung genutzt. Durch die Verwendung unabhängiger Speicher mit verschiedenen Druckstufen kann, im Vergleich zu einem einstufigen Druckspeicher, die in die Speicher eingebrachte Druckenergie besser genutzt werden. Der an der Tankstelle installierte Kompressor dient dazu, die Speicher mit den höheren Betriebsdrücken nach dem Betankungsvorgang wieder aufzufüllen [3], [7].

Ein weiteres Konzept stellt das so genannte Boosterkonzept dar. Hierbei ist die Tankstelle so ausgelegt, dass der vorhandene Kompressor sowohl zur Befüllung des stationären Wasserstoffspeichers als auch zum direkten Befüllen der Fahrzeuge eingesetzt wird [3]. Um eine Fahrzeugbetankung mit 5 kg Wasserstoff in einem Zeitfenster von ca. 3 Minuten realisieren zu können, sind bei dieser Vorgehensweise Verdichter notwendig, die eine Förderleistung bis zu 1200 Nm^3/h erreichen. Eine derartige hohe Beanspruchung bei jeweils nur kurzer Betriebszeit ist eine große Herausforderung für die verwendeten Materialien und die Regelung des Kompressors. Gleichzeitig entsteht in diesem kurzen Zeitraum ein erheblicher Kühlbedarf.

Für die **Vertankung** des Wasserstoffs muss dieser in Abhängigkeit der zu betankenden Fahrzeuge unterschiedlich **konditioniert** sein. Zurzeit können im Wesentlichen zwei unterschiedliche Fahrzeugtypen definiert werden (siehe oben): Busse und Nutzfahrzeuge mit Nenndrücken im Fahrzeugtank von 350 bar und PKW mit 700 bar Tankdruck. Bei der Nutzung von CGH_2-350 ist die Betankung durch einfaches Überströmen aus den Vorratsbehältern der Tankstelle realisierbar. Bei der geforderter PKW-Betankungszeit von 3 – 5 min würde bei CGH_2-700 durch die Kompressionswärme im Fahrzeugtank dessen maximal zulässige Betriebstemperatur überschritten [7]. Daher ist in diesem Fall eine Vorkühlung des Wasserstoffs auf bis zu -40°C notwendig, mit der die Erwärmung im Tank kompensiert wird. Aktuell genutzte Verfahren zur Umsetzung der Kühlung beruhen auf dem Einsatz von Kompressionskältemaschinen oder auf der Nutzung flüssigen Stickstoffs (LN_2). Da Stickstoff erst ab ca. -196°C flüssig wird und bei der Lagerung des LN_2 ebenso wie bei LH_2 Boil-Off-Verluste entstehen, ist dessen Nutzung zur Vorkühlung nur in Sonderfällen technisch und wirtschaftlich sinnvoll. Insgesamt ist die für das so genannte Cold Filling notwendige Kühlung energieintensiv,

verfahrenstechnisch aufwändig und mit Kälteverlusten verbunden und damit ein weiterer Kostenfaktor sowohl für den Aufbau als auch den Betrieb einer H_2-Tankstelle.

Die Schnittstelle zum Endnutzer und damit zum Tank der verschiedenen Fahrzeugtypen (Pkw, Busse, Flurförderzeuge) bildet die Zapfsäule mit der Zapfpistole.

Aktuell (02/2018) existieren bundesweit ca. 43 öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen, sechs davon in NRW. Die H_2MOBILITY, hervorgegangen aus der Clean Energy Partnership (CEP), ein Verbund von Unternehmen der Automobilindustrie, der Gasindustrie und der Mineralölindustrie beabsichtigt, gemeinsam mit dem Bund bis 2018/19 insgesamt 100 öffentliche Wasserstofftankstellen bereit zu stellen [8]. Im Rahmen der Studie GermanHy wurde bis 2009 im Auftrag des Bundes eine Roadmap zur Einführung von Wasserstoff in den Verkehrssektor erarbeitet, die unter Berücksichtigung drei verschiedener Szenarien unter anderem Vorschläge für den Ausbau der Tankstelleninfrastruktur enthält. Demnach sollten bereits im Jahr 2015 ca. 140 bis 220 Tankstellen eine Flotte von maximal 100.000 Fahrzeugen mit Wasserstoff versorgen. Im Jahr 2020 sah diese Roadmap 1.300 bis 2600 Tankstellen, in 2030 3.500 bis 8.500 und im Jahr 2050 bis zu 12.400 Tankstellen vor bei bis zu 38 Mio. PKW [9]. Diese Zahlen sind vor dem aktuellen Stand des Tankstellenausbaus heute nicht mehr als realistisch anzusehen. Dies verdeutlicht, dass im Bereich der Tankstelleninfrastruktur weiterhin Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht, z.B. in den Bereichen der Verfahrens- und Messtechnik.

Hinsichtlich der Investitions- als auch der Wasserstoffbereitstellungskosten wurden diverse Studien durchgeführt. Unabhängig von Standort oder Tankstellen-Design werden die aktuellen Kosten für kleine Tankstellen (bis 100 kg/Tag H2) mit Wasserstoffanlieferung mit ca. 2 bis 3 M€ angegeben, für größere Anlagen (200 bis 300 kg/Tag H2) mit ca. 5 M€. Es wird mit Kostensenkungen von ca. 50 % gerechnet, die im Wesentlichen durch die Replizierbarkeit von Tankstellen-Designs bzw. die Modularisierung technischer Komponenten zustande kommen. [4]

Bei den zukünftigen Wasserstoffbereitstellungkosten an der Tankstelle reichen die Angaben von 4 – 6 $/kg [10], über 4 €/kg [11] bzw. 5,83 €/kg [12] bis hin zu 8 €/kg [4]. Einflussparameter sind hier die abzugebende Wasserstoffmenge/Tag und die Art der H2-Herstellung. Insbesondere bei der Elektrolyse haben die Elektrolyseur-Investitionskosten und die zukünftigen Stromkosten erheblichen Einfluss auf die Wasserstoffbereitstellungskosten.

[1] Edwards, Robert ; Larivé, J.F ; Rickeard, David ; Weindorf, Werner: Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context, Well-to-Tank Appendix 2 (Nr. Version 4.0). Luxembourg, 2013

[2] Wietschel, Martin ; Bünger, Ulrich ; Weindorf, Werner: Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO2-Freie Endenergieträger. Karlsruhe, 2010

[3] Altmann, M. ; Landinger, H. ; Weindorf, W. ; Wurster, R. ; Zerta, M.: H2-Roadmap, AP1 “Prinzipielle Anforderungen an die Infrastruktur”, 2003

[4] Shell: Shell Wasserstoff-Studie - Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. Hamburg, 2017

[5] Neue Wasserstoff-Tankstelle in Hamburg eingeweiht › HZwei-Blog. URL https://www.hzwei.info/blog/2015/03/25/neue-wasserstoff-tankstelle-in-hamburg-eingeweiht/. - abgerufen am 2018-02-15. — HZwei-Blog

[6] H2data.de - Hydrogen fact sheet. URL http://www.h2data.de/. - abgerufen am 2014-06-03

[7] Gloger, Stefan ; Gschwind, Thomas ; Dr.Striegel, Gabriel ; Dr. Schaloske, Manuel C. ; Dr. Smolinka, Tom ; Voglstätter, Christopher: Wasserstoffinfrastruktur für eine Nachhaltige Mobilität, Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Stuttgart, 2013

[8] H2-Stationen. URL http://h2-mobility.de/h2-stationen/. - abgerufen am 2017-09-19. — H2 Mobility

[9] Joest, Steffen ; Dr. Fichtner, Maximilian ; Prof. Dr. Wietschel, Martin ; Prof. Dr. Bünger, Ulrich ; Stiller, Christoph ; Schmidt, Patrick ; Merten, Frank: Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? Berlin : Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2009

[10] Isenstadt, Aaron ; Lutsey, Nic: Developing hydrogen fueling infrastructure for fuel cell vehicles: A status update. Washington : ICCT, 2017

[11] Gloger, Stefan ; Gschind, Thomas ; Dr. Striegel, Gabriel ; Dr. Schaloske, Manuel C. ; Dr. Smolinka, Tom ; Voglstätter, Christopher: Wasserstoffinfrastruktur für eine Nachhaltige Mobilität, Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Stuttgart : e-mobil BW, 2013

[12] Schiebahn, Sebastian ; Grube, Thomas ; Robinius, Martin ; Tietze, Vanessa ; Stolten, Detlef: Wasserstoff als Energieträger: Eine Systemanalyse. In: . Regensburg, 2016

WASSERSTOFFTRANSPORT

Technische Daten

	2016	2020	2030	2050
Gasförmiger H_2-Transport via LKW				
Maximales Druckniveau (bar)	162 (Stahl) [1] 180-250 (Stahl) [12,13] 200 (Stahl) [2]	500 (Komposit) [3]	→	→
Gesamte H_2-Kapazität pro Truck (kg)	300* [1]	1.100 [12]	→	→
Gesamte H_2-Kapazität pro Truck ($m^3_{(i.N.)}$)	3.300* [1] 5.000-6.700 [2] 13.000 [3]	13.000 [3]	→	→
Kosten				
spezifische Investitionen LKW ohne Trailer	109.596 €** [1] 160.000 € [2] [4]	→	→	→
spezifische Investitionen Trailer	109.596 €** [1] 332.000 € [2]	595.095 €** (DOE-Zielwert, 500 bar) [12]	↘	↘
			*Die Netto-H_2-Kapazität hängt zusätzlich vom minimalen H_2-Druck (typischerweise 30 bar [5]) in den Gasflaschen ab **Umrechnung mit Daten aus [9]	
Flüssiger H_2-Transport via LKW				
Gesamte H_2-Kapazität pro Truck (kg)	4.000 [1][13] 3.000-3.500 [2] 4.554 [12]	→	4.554 [12]	5.250 [12]
Gesamte H_2-Kapazität pro Truck ($m^3_{(i.N.)}$)	44.500 [1] 33.000-39.000 [2]	→	→	→
Verflüssigungsaufwand (kWh/kg_{H2})	10-11 [1] 12-15 [12]	11-12 [12]	↘	6 [12]
Verflüssigungsaufwand (% von H_U)	30-33 % [1] 36-45 % [12]	33-36 % [12]	↘	18 % [12]
H_2-Verlust durch Abdampfung	0,3 %/Tag [1] 0,5 %/Tag [4]	→	→	→
Kosten				
spezifische Investitionen LKW ohne Auflieger	109.596 €* [1] 160.000 € [2] [4]	→	→	→
spezifische Investitionen Flüssig-H_2-Auflieger	474.914 €* [1] 500.000 € [2] 779.935 €* [12]	↘	↘	↘
			Umrechnung mit Daten aus [9]	

H_2-Transport via Pipeline				
Gesamtlänge weltweit	2.900 km [6]	↗	↗	↗
Länge H_2-Pipeline NRW	240 km [7]			
Kosten				
spezifische Investitionen H_2-Pipeline*	614 €/m** [6]	→	→	→

*Für 30 cm Pipelinedurchmesser; weitere Daten finden sich im Textteil
**Umrechnung mit Daten aus [9]

Stand der Technik und Potenzial

Aufgrund der niedrigen volumetrischen Energiedichte bei Standardbedingungen erfolgt der Transport von Wasserstoff unter veränderten Rahmenbedingungen. Prinzipiell ist der Transport in komprimierter Form als Gas, gekühlt als Flüssigkeit oder chemisch gebunden, beispielsweise in Metallhydriden, möglich. In diesem Technologiesteckbrief liegt der Fokus auf den heute bereits großtechnisch eingesetzten Transportverfahren:

- Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff via LKW
- Transport von flüssigem Wasserstoff via LKW
- Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff via Pipeline

Je nach Gegebenheit ist auch ein Transport via Schiff möglich. Die einzelnen Transportmöglichkeiten unterscheiden sich hinsichtlich der benötigten Infrastruktur, den fixen und variablen Betriebskosten, dem energetischen Aufwand sowie der Transportkapazität. Entsprechend sind in Abhängigkeit der Transportaufgabe unterschiedliche Optionen zu favorisieren.Abbildung 1 zeigt die zu favorisierende Transportoption in Abhängigkeit der zu transportierenden H_2-Menge und der Distanz nach [1]. Obwohl es sich hierbei um einen Spezialfall handelt, werden bereits prinzipielle Zusammenhänge deutlich. Beim gasförmigen Transport via Truck sind die Gesamttransportkosten durch den direkten Zusammenhang mit der Anzahl benötigter Trucks proportional zur Transportmenge und –distanz. Entsprechend ist diese Option insbesondere für kurze Strecken und geringe Mengen relevant. Beim flüssigen H_2-Transport entsteht ein Großteil der Kosten durch die Verflüssigung selbst, wodurch ein hoher Fixkostenanteil verursacht wird. Die Transportmenge an flüssigem Wasserstoff pro Truck ist hingegen wesentlich höher als im komprimiertem gasförmigen Zustand, so dass die Kosten für größere Strecken nur noch geringfügig steigen. Dadurch ist diese Transportoption insbesondere für lange Strecken mit kleiner bis mittlerer Transportmenge interessant. Beim Pipelinetransport spielen die Kosten für die Pipeline selbst den dominierenden Faktor. Dadurch sind die Kosten annähernd proportional zur Transportdistanz. Hingegen steigen die Kosten für größere Pipelines nur geringfügig im Vergleich zur förderbaren Menge an, wodurch die Pipeline insbesondere für große Fördermengen die kostengünstigste Alternative darstellt.

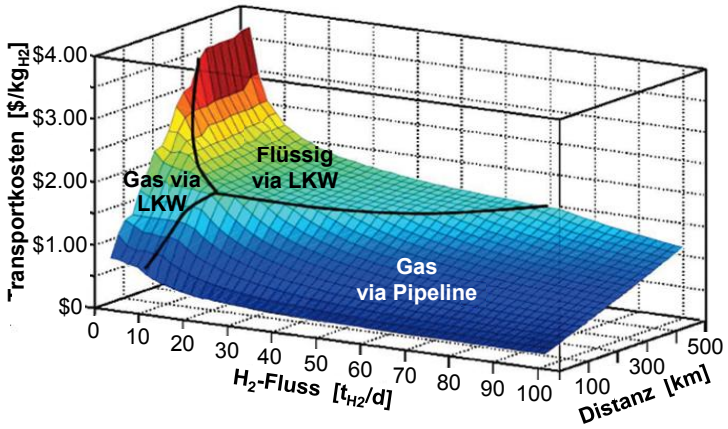


Abbildung 1: Minimale H2-Transportkosten in Abhängigkeit von Durchsatz und Distanz nach [1]

Diese Ergebnisse werden auch durch [2] bestätigt (siehe Tabelle 1). Hier ist als zusätzliche Option der Transport von gasförmigen, komprimierten Wasserstoff mittels Komposit-Container-Schiff mitaufgegriffen. Dieser Schiffstransport stellt in diesem Vergleich die kostengünstigste Alternative für größere Mengen und lange Distanzen dar. Als Voraussetzung ist hier natürlich das Vorhandensein geeigneter Wasserwege angenommen.
Hierbei ist allerdings zu beachten, dass es sich um einen isolierten Spezialfall für eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung (wie bei einer Transmissionsverbindung) handelt, ohne weitere Rahmenbedingungen. Die Auslegung ändert sich bereits, wenn es sich um ein Distributionsnetz mit vielen kleineren Verbrauchern handelt. Für eine Auslegung der Infrastruktur muss jedoch immer die gesamte Prozesskette miteinbezogen werden, um notwendige Rahmenbedingungen und Interdependenzen möglichst effizient zu berücksichtigen. Im Falle einer Versorgung eines Tankstellennetzes mit H_2-Druckspeichern sind beispielsweise andere, wesentlich höhere Druckniveaus vorteilhaft als sie für die Versorgung privater Haushalte notwendig wären. Zusätzlich erfordern die Rahmenbedingung hinsichtlich der Druckniveaus, des Aggregatzustands und der Stoffströme von H_2-Erzeugung, Gasspeicherung und Verbrauch eine aufeinander abgestimmte Auslegung. Nur dann ist auch der Vergleich mit der alternativen On-Site-Elektrolyse an den Tankstellen selbst zulässig. Diese würde den Transport der Energie auf das elektrische Stromnetz verlagern, jedoch im Falle der Speicherung von Überschussstrom auch eine zusätzliche Gasspeicherung vor Ort erfordern.

Tabelle 1: Günstigste Transportoptionen in Abhängigkeit von Entfernung und Menge nach [2]

Kosten der günstigsten Transportoption (€/m³(i.N.))		Entfernung (km)									
		1	**2**	**5**	**10**	**20**	**30**	**50**	**100**	**200**	**400**
Menge (Mio. m³(i.N.)/a)	**0,10**	0,211	0,321	0,321	0,322	0,323	0,324	0,326	0,333	0,345	0,369
	0,20	0,105	2	0,213	0,217	0,227	0,229	0,231	0,237	0,250	0,274
	0,50	0,042	0,084	0,095	0,099	0,108	0,118	0,136	0,179	0,193	0,217
	1	0,021	0,042	0,055	0,060	0,069	0,078	0,096	0,106	0,122	0,154
	2	0,011	0,021	0,036	0,040	0,049	0,058	0,061	0,069	0,085	0,117
	5	0,004	0,008	0,021	0,028	0,034	0,036	0,039	0,047	0,063	0,095
	10	0,002	0,004	0,011	0,021	0,027	0,029	0,032	0,040	0,056	0,088
	20	0,001	0,002	0,005	0,011	0,021	0,025	0,028	0,036	0,052	0,084
	50	0,000	0,001	0,002	0,004	0,008	0,013	0,021	0,034	0,050	0,082
	100	0,000	0,000	0,001	0,002	0,004	0,006	0,011	0,021	0,042	0,081
Legende:		Pipeline			LH_2-LKW		Druckröhren-LKW		Komposit-Container-Schiff		

Gasförmiger H_2-Transport via LKW

Der Transport von Wasserstoff in komprimierter gasförmiger Form wird bereits großtechnisch eingesetzt. Dabei wird eine Zugmaschine entweder mit 12-20 länglichen aufliegenden Stahltanks [1] oder mit Druckflaschenbündeln beladen. Der Wasserstoff wird bei der Betankung auf den notwendigen Druck komprimiert. Dieser beträgt in der Regel 162-200 bar [1] [2]. Dadurch entsteht eine Füllmenge von 450-600 kg_{H2} [2], wovon jedoch rund 80 kg_{H2} als Kissengas im Behälter verbleiben, um den minimalen Druck von 30 bar aufrechtzuerhalten [5]. Aktuelle Entwicklungen führten zu neuen 500 bar-Trailern, die in der Lage sind, bis zu 1.100 kg_{H2} zu transportieren [3]. Die Druckröhrenspeicher können beim Verbraucher abgekoppelt und dort als vor-Ort-Speicher genutzt werden. Ein Vorteil des gasförmigen Transports via LKW besteht in der großen Flexibilität, die auch in urbanen Regionen genutzt werden kann, um Verbraucher zu erreichen, die nicht an ein großtechnisches Netz angeschlossen sind.
Zusätzlich neben den Investitionskosten für die Zugmaschine und die Druckflaschen müssen Reparatur- und Treibstoffkosten (30-35 l Diesel pro 100 km [4]) mitberücksichtigt werden. Außerdem wird, analog zum gasförmigen Transport in der Pipeline, Kompressionsarbeit erforderlich. Diese beträgt bei einer Verdichtung von 1 auf 700 bar zwischen 5 % (isotherme Verdichtung) und 15 % (adiabate Verdichtung) des Brennwertes des Wasserstoffs [8].

Flüssiger H_2-Transport via LKW

Der Transport von Wasserstoff birgt den Vorteil einer höheren Speicherdichte, wodurch pro LKW zwischen 3.000-3.500 kg_{H2} transportiert werden können. Außerdem kann der Wasserstoff an der Tankstelle auf den erforderlichen Druck mittels einer Pumpe gebracht werden, wodurch die Kompression vor Ort entfällt. Allerdings bedarf es dafür der vorherigen Verflüssigung des Wasserstoffs, welche sowohl energie- als auch kostenintensiv ist. Auf den genauen Prozess soll hier nicht weiter eingegangen werden. Als Kennwert gilt, dass rund 10-11 kWh/kg_{H2} für die Verflüssigung erforderlich sind und so rund 1/3 des Heizwertes verloren gehen [1]. Die Kosten einer Anlage werden in [14] mit 105.000.000 € für eine Anlage mit einer Kapazität von 50 t_{H2}/Tag

abgeschätzt. Dies entspricht spezifischen Kosten in Höhe von 2.100.000 €/(t_{H2}/Tag), welche mit steigender Kapazität stark sinken [14]:

$$\text{Anlagenkosten für } x \ {}^{t_{H_2}}/_{\text{Tag}} = 105.000.000\ € \cdot \left(\frac{x \ {}^{t_{H_2}}/_{\text{Tag}}}{50 \ {}^{t_{H_2}}/_{\text{Tag}}} \right)^{0{,}666}$$

Eine Skalierung der Anlagengröße bewirkt sowohl eine Reduktion des Energiebedarfs für die Verflüssigung als auch der spezifischen Kosten. Voraussetzung für Verflüssigungsanlagen der Größenklasse > 50 t_{H2}/Tag ist jedoch eine entsprechende Nachfrage nach Flüssigwasserstoff.

Neben der Zugmaschine sowie den anfallenden Nebenkosten muss hier ebenfalls ein Auflieger für die Speicherung des Flüssigwasserstoffs in Höhe von rund 500.000 € berücksichtigt werden [2]. Dieser kann jedoch, anders als bei Druckflaschentanks, nicht beim Verbraucher gelassen werden. Stattdessen wird der Wasserstoff in einen stationären vor-Ort-Speicher umgepumpt.

Gasförmiger Pipelinetransport

Pipelines werden für den Transport großer Mengen an Gasen favorisiert. Je nach Anwendung und Integration in eine Gesamtinfrastruktur werden sie bei unterschiedlichen Drücken betrieben. Durch die verschiedenen Auslegungsmöglichkeiten eines Pipelinenetzwerkes können keine verallgemeinerten Aussagen zu Druckverlusten und Durchmessern getroffen werden. Pipelines zeichnen sich durch hohe Anfangsinvestitionen und vergleichsweise niedrigen Wartungsaufwand aus. Die Investitionen weisen einen hohen Basiskostenanteil durch die Erd- und Verlegearbeiten sowie zu erwerbende Wegerechte auf. Der spezifische Basiskostenanteil bezogen auf die Transportkapazität sinkt hingegen mit steigendem Pipelinedurchmesser [2]. Obwohl allgemeingültige Aussagen zu Pipelinekosten aufgrund von Terrainbeschaffung und Bebauung sehr schwierig sind, werden in [1] die Basiskosten für ländliche Pipelines auf 300 $/m und für städtische Pipelines auf 600 $/m abgeschätzt. Darüber hinaus werden die Kosten für die eigentliche Pipeline pro km mit 290 $ x Pipelinedurchmesser² [1] abgeschätzt, was mit einem Umrechnungsfaktor von 0,68 €/$ [9], 521 bzw. 726 €/m für eine Pipeline mit 400 mm Durchmesser entspricht. Parker [10] beschreibt die Kosten hingegen mit einem Polynom zweiten Grades, in Abhängigkeit des Durchmessers. Eine Pipeline mit 400 mm kostet demnach 358 €/m. Die Fernleitungsnetzbetreiber [11] liegen mit den Plankostenansätzen für Erdgaspipelines demgegenüber deutlich höher, welche jedoch auch für eine ebene Topografie und einfache Bodenverhältnisse gelten sollen. Die Kosten für eine Pipeline mit gleichem Durchmesser entsprechen 1.050 €/m.

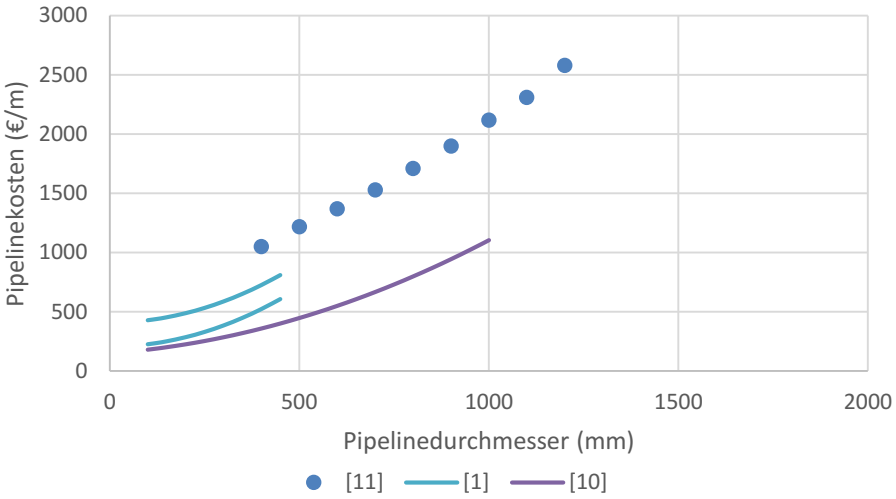


Abbildung 2: Pipelinekosten in Abhängigkeit des Durchmessers für 100 bar Druck

Bei der Nutzung von bestehenden Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff muss die Anfälligkeit für Wasserstoffversprödung der eingesetzten Stähle untersucht werden, da Wasserstoff insbesondere bei hochlegierten Stählen die Festigkeit verringern kann. Hierzu besteht aktuell noch Forschungsbedarf. Typische Werkstoffe für Wasserstoffpipelines sind konventionelle Werkzeugstähle sowie austenitische Stahllegierungen [2].

In Nordrhein-Westfalen existiert bereits eine Wasserstoffpipeline mit einem Betriebsdruck von 25 bar und einer Gesamtlänge von 240 km, welche 14 Produktionsstandorte im Ruhrgebiet miteinander verbindet [7]. Jährlich werden durch dieses Pipelinenetz rund 130 Mio. m³(i.N.) Wasserstoff mit einer Reinheit von ≈99,95 % gefördert [7].

Transport per Schiff

Prinzipiell ist jede Transportform, welche per LKW durchgeführt werden kann, auch auf ein Schiff übertragbar, vorausgesetzt die benötigte Hafeninfrastruktur sowie eine Wasserverbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher sind vorhanden.

Für den Transport von flüssigem Wasserstoff werden bereits heute teilweise 40-Fuß-ISO-Container mit einem Fassungsvermögen von 2,49-3,16 t_{H2} und Kosten zwischen 470.000 und 698.000 € verwendet [2]. Ebenfalls als Möglichkeit betrachtet werden sogenannte SWATH carrier (Small Waterplane Area Twin Hull), welche eine Transportkapazität von rund 8.150 t_{H2} erreichen [2]. Die 40-Fuß-ISO-Container können ebenfalls mit Druckgasflaschen bestückt werden, so dass sich bei der 200 bar Stahlflaschen-Variante Investitionen in Höhe von 122.000 € (Kapazität: 279 kg_{H2}) und bei der 700 bar Komposit-Behälter-Variante Investitionen in Höhe von 616.000 € (Kapazität: 1410 kg_{H2}) pro Container ergeben.

[1] C. Yang und J. Ogden, „Determing the lowest-cost hydrogen delivery mode," International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 32, pp. 268-286, 2007.

[2] C. Stiller, P. Schmidt, J. Michalski, R. Wurster, U. Albrecht, U. Bünger und M. Altmann, „Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein," Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH im Auftrag der Wasserstoffgesellschaft Hamburg e.V. sowie des Landes Schleswig-Holstein, 2010.

[3] T. Hüser, „Linde senkt Transportkosten von Wasserstoff mit neuer Speichertechnologie," 25 September 2013. [Online]. Available: http://www.process.vogel.de/anlagenbau_effizienz/articles/419460/. [Zugriff am 23 April 2014].

[4] M. Wietschel, U. Bünger und W. Weindorf, „Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO2-freie Endenergieträger," LBST und Fraunhofer ISI im Auftrag der RWE AG, Karlsruhe, Deutschland, 2010.

[5] D. Krieg, „Konzept und Koasten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff," Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt 144, Jülich, 2012.

[6] B. van der Zwaan, K. Schoots, R. Rivera-Tinoco und G. Verbong, „The cost of pipelining climate change mitigation: An overview of the economics of CH4, CO2 and H2 transportation," Applied Energy, Nr. 88, pp. 3821-3831, 2011.

[7] A. Pastowski, M. Fischedick, T. Grube und B. Jermer, „Optionen für den kostenoptimierten Aufbau einer H2-Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen," Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, Deutschland, 2009.

[8] D. Raine, R. Williams, H. Strøm, G. Maisonnier, S. Vinot, J. Linnemann und S. C. Trümper, „Deliverable D2.4 - Analysis of the Current Hydrogen Cost Structure," Roads2HyCom, 2009.

[9] THE WORLD BANK: Official exchange rate. http://data.worldbank.org/indicator/PA.NUS.FCRF?locations=DE, abgerufen am: 15.06.2017

[10] Parker, N.: Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs, 2004. http://escholarship.org/uc/item/9m40m75r, abgerufen am: 27.04.2017

[11] Fernleitungsnetzbetreiber: NEP Gas 2016. www.fnb-gas.de/files/2017_04_05_entwurf2_nep-gas-2016.pdf, abgerufen am: 29.04.2017

[12] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), "Fuel Cell Technologies Office Multi-Year Research, Development, and Demonstration (MYRD&D) Plan, 2015 Delivery Section", U.S. Department of Energy (DOE), 2015, https://energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year-research-development-and-22, abgerufen am: 04.09.2017 ,

[13] U.S. DRIVE, "Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap", U.S. Department of Energy (DOE), 2013

[14] STOLZENBURG, K.; MUBBALA, R.: Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY). 2013.

WINDENERGIE

Technische Daten

Technologie	Onshore				Offshore			
	2016	2020	2030	2050	2016	2020	2030	2050
Wirkungsgrad [%]	bis 45	→	→	→	bis 45	↗	↗	→
Verfügbarkeit [%]	> 97				92-98	→	→	→
Gesicherte Leistung [%]	5	→	→	→	5	↗	↗	↗
Mindestlast [%]	0	→	→	→	0	→	→	→
Anlaufzeit [h]	< 0,1	→	→	→	<0,1	→	→	→
Technische Lebensdauer [Jahre]	25	↗	↗	↗	25	↗	↗	↗
Durchschnittliche Turbinengröße [MW]	3				4,6	↗	↗	↗
Rotordurchmesser [m]	113	↗	↗	↗	130	↗	↗	↗
Bereitstellung von Regelleistung	ja	→	→	→				
CO_2-Faktor/Ausstoß [tCO_2/MWh]	0	→	→	→	0	→	→	→
Strombereitstellung [GWh], Stand 2016	66000	↗	↗	↗	12000	↗	↗	↗
Bestand in Deutschland [MW], Stand 2016	45911	↗	↗	↗	4108	↗	↗	↗
Anlagenanzahl (Turbinen) Deutschland, Stand 2016	26573	↗	↗	↗	946	↗	↗	↗
Bestand in NRW [MW], Stand 2015	4015	→	→	→	0	→	→	→

Quellen: [1]–[13]

Kosten in €

Technologie	Onshore				Offshore			
	2016	2020	2030	2050	2016	2020	2030	2050
Investitionskosten [€/kW_{el}]	1250	1200-1250	1100-1200	1000-1100	3500	2800-3100	2350-3000	2100-2300
Fixe Betriebskosten [€/MWa]	13	→	→	→	90	→	→	→
Variable Betriebskosten [€/MWh]	0	→	→	→	0	→	→	→

Quelle: [3], [12]

Stand der Technik und Potenzial

Funktionsweise: Windturbinen wandeln die kinetische Energie des Windes in Rotationsenergie um, mit der in einem Generator Strom erzeugt wird.

Die meisten installierten Windturbinen sind nach dem Horizontal-Achsen-Design gebaut und bestehen aus einem dreiblättrigen Rotor, einer den Generator beinhaltenden Gondel und dem Turm. **Typische Anlagengrößen** für Onshore-Windenergieanlagen betragen 3 MW mit Nabenhöhen von knapp 130 m und Rotordurchmessern von 113 m [5], [11]. In kleineren Anlagenklassen existieren auch Turbinen im Vertikal-Achsen-Design. Der typische Offshore-Windpark (Stand 2016) liegt 44 km vom Land entfernt und hat eine Kapazität von 380 MW. Mit einer höheren **durchschnittlichen Turbinenkapazität** von 4,6 MW (5,6 MW bei neuen Anlagen) und einem größeren Durchmesser der Rotoren (130 m), sowie der höheren Windhöffigkeit auf See, können Offshore-Windparks im Vergleich zu Onshore-Windparks wesentlich mehr Strom erzeugen als Onshore-Anlagen [2], [10], [14].

Als weitere **Klassifizierung** gilt, ob Windturbinen mit Getriebe oder getriebelos konstruiert sind. Getriebelose Turbinen zeichnen sich durch ein einfacheres Design und eine dadurch geringere Wartungsanfälligkeit aus, jedoch sind die dafür notwendigen Multipol-Generatoren größer und schwerer, was sich wiederum in höheren Gesamtkosten niederschlägt (siehe Abbildung 1) [15].

Die wichtigste Kenngröße für die **Effizienz** einer Windturbine ist der Leistungskoeffizient (power coefficient), der die Energieumwandlungseffizienz in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit angibt. Da die heutigen Designs schon nahe am theoretischen Optimum sind, wird sich die zukünftige Entwicklung der Offshore-Turbinen auf eine Erhöhung der Leistung fokussieren. Bei den Onshore-Turbinen geht die Entwicklung zu leiseren Maschinen, die in den Windparks enger zusammengestellt werden können. Die kontinuierliche Senkung der Installations- und Betriebskosten ist das Ziel aller Hersteller. Als typische Ein- und Ausschaltgeschwindigkeiten der Turbinen gelten Windgeschwindigkeiten von 3 m/s und 25 m/s [6].

Typische spezifische **Investitionskosten** von Onshore-Windturbinen liegen im Bereich von 800-1.300 Euro pro kW installierter Leistung [3]. Die Turbinen machen einen Anteil von 64-84 % der Kosten aus [5]. Manche Experten vermuten, dass die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten in Zukunft entgegen der Erwartungen nicht abnehmen sondern steigen werden, da vermehrt an schwieriger zugänglichen Standorten leistungsstärkere Anlagen auf höheren Türmen gebaut würden [6]. Die höheren Investitionskosten würden aber durch höhere Volllaststunden überkompensiert, wodurch die Stromgestehungskosten dennoch fallen würden. Die Windenergie ist neben der Freiflächen-Photovoltaik und der Wasserkraft derzeit die **kostengünstigste Form der erneuerbaren Stromerzeugung**.

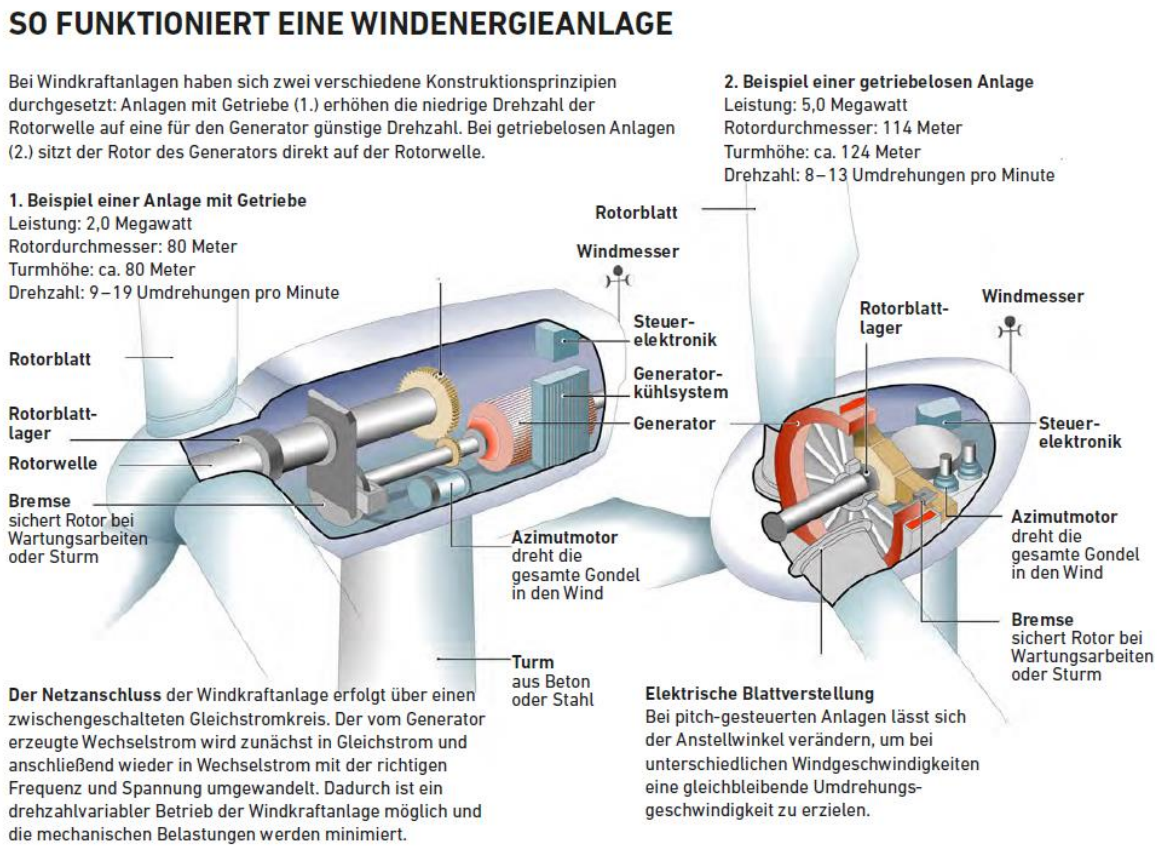


Abbildung 1: Klassifizierung von mit Getriebe und getriebelose Windanlagen [12]

Die Einführung von Ausschreibungen für Windenergie mit dem EEG 2017 hat zu einer kräftigen Absenkung der Einspeisevergütung für Windenergie an Land und auf See geführt. Mit dem sogenannten Referenzertragsmodell wird die unterschiedliche Windhöffigkeit der Standorte an Land in einer festgelegten Bandbreite kompensiert. Schlechtere Standorte erhalten eine höhere Vergütung, bessere eine niedrigere. Beim weiteren Ausbau der Windenergie müssen auch Standorte im Binnenland mit niedrigerer Windhöffigkeit erschlossen werden, um die Gesamtsystemkosten einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien niedrig zu halten.

Die kommerzielle Nutzung von Offshore-Windparks hat die kritische Einführungsphase überstanden und wird weltweit verstärkt eingesetzt. Die **Kapitalkosten** sind in etwa doppelt so hoch wie die eines vergleichbaren Onshore-Windparks, und zwar aufgrund höherer Installationskosten für die Fundamente, größerer Turbinen, aufwendigerer Netzanbindungen (Seekabel und zum Teil Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung: HGÜ) sowie der zusätzlichen Anforderungen, die bei der Errichtung von Offshore-Anlagen sowie dem Schutz der Umwelt zu beachten sind [9], [16]. Die höheren Kapitalkosten gehen jedoch mit einem höheren Jahresertrag einher, da an den Standorten der Offshore-Windparks höhere Durchschnittswindgeschwindigkeiten und geringere Turbulenzen vorherrschen. Dies führt zu **höheren Kapazitätsfaktoren** (ca. 40-55 %) rsp. Volllaststunden, wodurch Offshore-Wind auch einen systemdienlichen Beitrag zum Gesamtsystem liefern kann [16]. Mittelfristig nähern sich On- und Offshore-Stromgestehungskosten stark an.

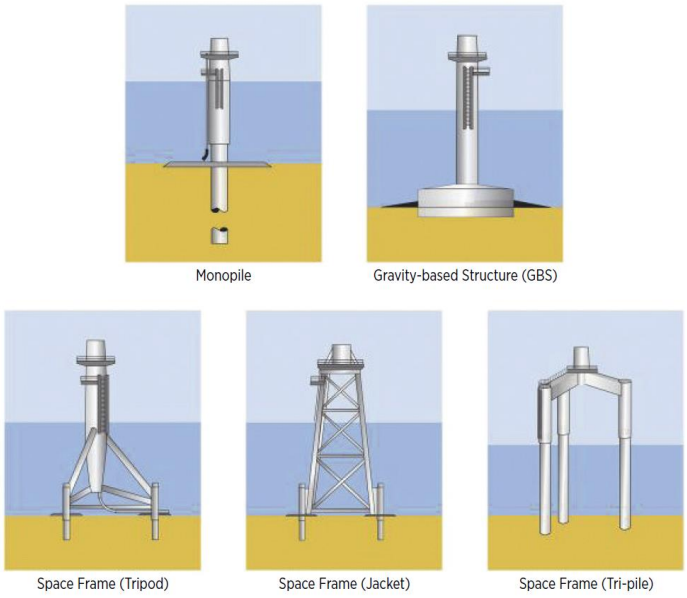


Abbildung 2: Typen von Gründungsstrukturen [9]

Da Offshore-Anlagen den rauen Meeresbedingungen und extremen Witterungseinflüssen widerstehen müssen, haben Entwickler und Hersteller über die letzten Jahre neue Designs und Technologien entwickelt. Bei der Installation kommt insbesondere dem Baugrund große Bedeutung zu. Für Offshore-Windparks werden heute vier **Gründungsstrukturen** verwendet: Einzelpfahl-Fundamente („monopile structures"), Schwergewichtsgründungen („gravity-based structures), Dreipfahl-Fundamente („tripods"), Jackets oder Tripile-Fundamente („tri-piles") [9], [14], [17] (siehe Abbildung 2). Die Wahl, welche Art von Fundament zu verwenden ist, hängt von den örtlichen Bedingungen der Meeresböden und Wassertiefen ab. Derzeit werden die meisten der Offshore-Windenergieanlagen mit Einzelpfahlstrukturen in flachem Gewässer (25-30 m) erbaut [7], [9], [15].

Schwimmende Fundamente („floating structures") ermöglichen den Bau von Windenergieanlagen in Wassertiefen von mehr als 50 Metern und werden zurzeit in Pilotprojekten erforscht. Die Kommerzialisierung der schwimmenden Fundamente ist erst zwischen 2020 und 2025 zu erwarten [14].

Deutschland ist mit über 45 GW installierter Leistung in 2016 und rund 70 TWh Stromerzeugung von Onshore-Windanlagen das Land mit der größten Onshore-Wind Kapazität in Europa. Seit August 2009 wurden Offshore-Windanlagen vor der deutschen Küste mit dem Netz verbunden. Ende 2016 gab es in Deutschland rund 16 Offshore-Windparks mit einer gesamten installierten Leistung von ungefähr 4.100 MW und ein Jahresproduktion von 12,4 TWh (siehe Abbildung 3) [1], [7]. Zwanzig weitere Projekte mit insgesamt etwa 6.300 MW sind im Bau oder in Planung [15]. Bis zum Jahr 2020 werden nach der derzeitigen Planung Offshore-Windparkprojekte mit eine Kapazität von 7.700 MW am Netz sein [18]. Das Vereinigte Königreich hat in Europa mit über 5 GW die größte installierte Leistung an Offshore-Windenergieanlagen, gefolgt von Deutschland, Dänemark und den Niederlanden. Weltweit liegt die Onshore-Kapazität bei rund 450 GW und die Offshore-Kapazität bei rund 14 GW (Stand 2016) [19]. IRENA schätzt, dass die **global installierte Leistung** bis 2030 onshore auf 1.990 GW und offshore auf 280 GW steigen wird [5].

Die installierte Kapazität in NRW betrug Ende 2016 über 4,7 GW mit einem Anteil von rund 4 % am **NRW Stromerzeugungsmix** [13], [20].

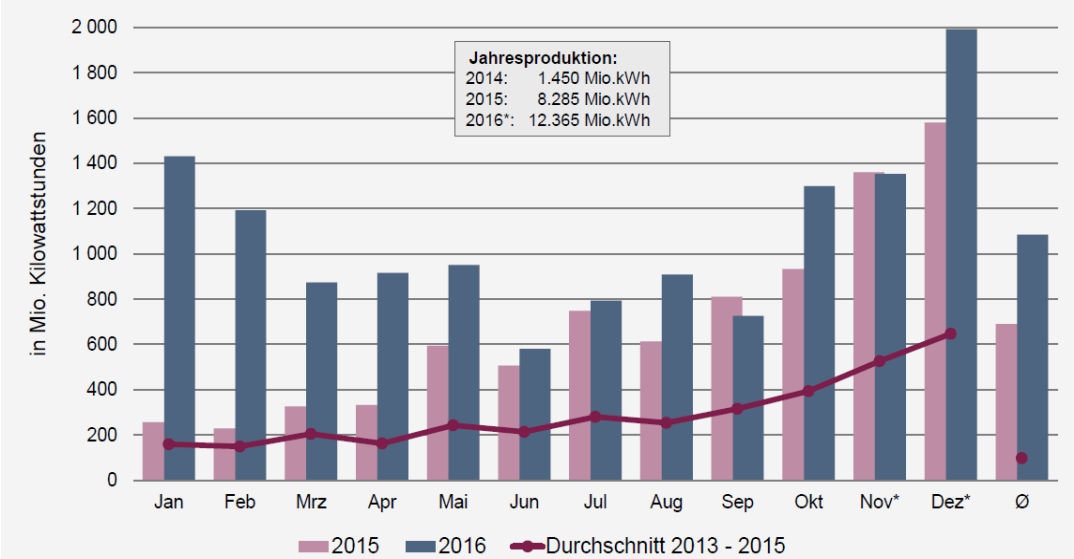


Abbildung 3 Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland [1] **vorläufig*

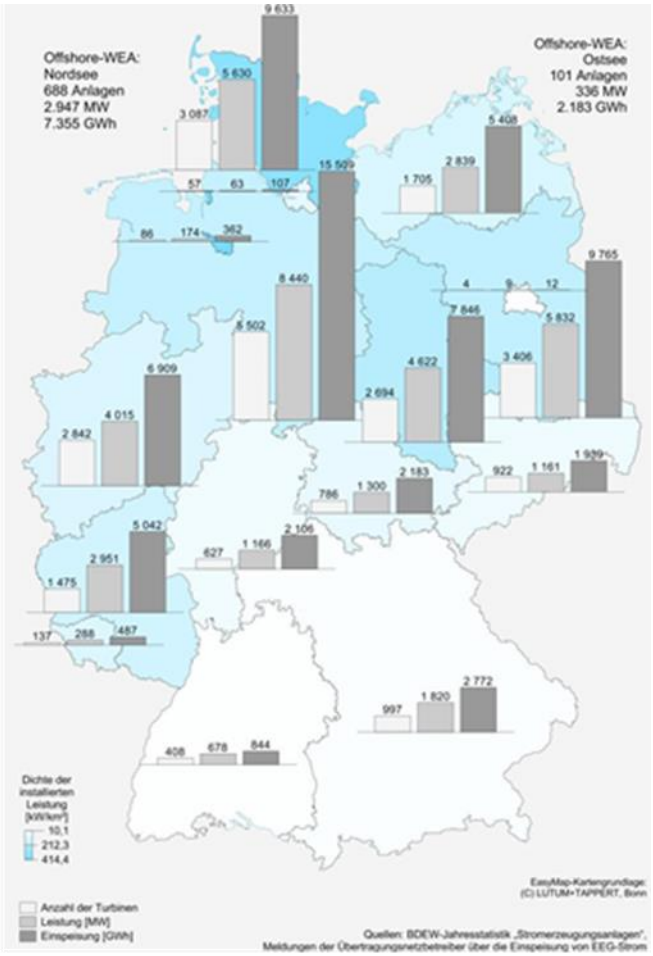


Abbildung 4 : Anzahl, Leistung und Erzeugung von Windenergieanlagen in Deutschland, Stand 2015 [1]

Im EEG 2014 und 2017 wird ein **Ausbaukorridor für Onshore-Windanlagen** definiert: In den Jahren 2017, 2018 und 2019 werden jeweils 2.800 MW und ab 2020 2.900 MW pro Jahr (brutto) ausgeschrieben. Anlagen, die bis Ende 2016 genehmigt werden und in 2017 oder 2018 in Betrieb gehen, können noch die gesetzlich festgelegte Vergütung erhalten (Übergangsregel des EEG 2014) [2]. Sonst wird die Förderhöhe wettbewerblich durch die Einführung von Ausschreibungen ermittelt: Ab dem 1. Mai 2017 führt die

Bundesnetzagentur **Ausschreibungen** zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land größer als 750 kW durch. Der ermittelte anzulegende Wert dient als Berechnungsgrundlage für die Höhe des Zahlungsanspruchs (**Marktprämie**) [21]. Anders als bei der Photovoltaik stellt der Zuschlagswert bei Wind an Land nicht den endgültigen Vergütungssatz über 20 Jahre dar. Dieser wird mittels Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der spezifischen Windbedingungen des jeweiligen Standortes bei Inbetriebnahme der Windparks festgelegt. Die Vergütungssätze für bezuschlagte Projekte der ersten Ausschreibungsrunde im Mai 2017 lagen zwischen 5 und 7,4 ct/kWh [22].

Des Weiteren wird im EEG 2014 und 2017 ein **Ausbaukorridor für Offshore-Windanlagen ab 2021** definiert: In den Jahren 2021 und 2022 ist ein Zubau von 500 MW pro Jahr und in 2023 bis 2025 von 700 MW pro Jahr vorgesehen. Ab 2026 erhöht sich der Zubau auf 840 MW pro Jahr. Für 2030 wird eine Leistung von 15.000 MW als Ziel gesetzt [2]. Ab dem 1. Januar 2017 wurde die Förderung für Offshore-Windprojekte wettbewerblich ermittelt durch die Einführung von Ausschreibungen für alle Anlagen, die ab 2021 in Betrieb genommen werden. Die durchschnittliche Förderhöhe als Ergebnis der ersten Ausschreibung im April 2017 lagen bei 0,44 Euro-Cent/kWh (siehe Abbildung 5), wobei einige Projekte sogar ohne Förderung geboten haben [1], [22]. Im Jahr 2021 werden (wegen Netzengpässen) nur Windparks in der Ostsee bezuschlagt [18].

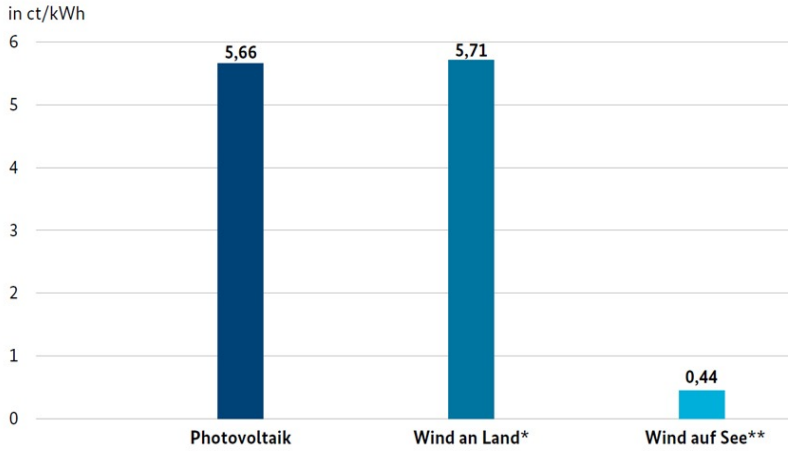


Abbildung 5: Stand der durchschnittlichen Zuschlagswerte bei der Ausschreibung nach Energieträger [19]
***Der durchschnittliche, gewichtete Mittelwert ergibt sich aus den Zuschlägen für drei Windparks mit insgesamt 1.300 MW zu 0 ct/kWh und für einen Windpark mit 110 MW für 6 ct/kWh.*

[1] BDEW, “Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken,” 2017.
[2] BMWi, “EEG-Novelle 2017.” 2016.
[3] ewi ER&S, “Kraftwerksdatenbank.” 2017.
[4] Fraunhofer ISE, “Stromerzeugung 2016,” 2017.
[5] IRENA, “Wind Power Technology Brief,” 2016.
[6] Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme, “Steckbriefe aus dem Vorprojekt.” 2015.
[7] Wind Europe, “The European offshore wind industry – key trends and statistics 2016,” 2017. [Online]. Available: https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-and-statistics-2016/.
[8] Bundesverband Windenergie, “Offshore,” 2017. [Online]. Available: https://www.wind-energie.de/themen/offshore.
[9] IRENA, “Offshore Wind Innovation Outlook,” 2016.
[10] Deutsche WindGuard, “Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland,” 2017.
[11] Deutsche WindGuard, “Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland,” 2017.
[12] Fraunhofer IWES, “Windenergie Report Deutschland 2016,” 2017.
[13] BNetzA, “EEG in Zahlen 2016,” 2016.
[14] IRENA, “Floating Foundations: A Game Changer for Offshore Wind Power,” 2016.
[15] Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), “Energiewendeatlas Deutschland 2030,” 2016.
[16] IEA, “World Energy Outlook,” 2016.
[17] BMWi, “Informationsportal Erneuerbare Energien,” 2017. [Online]. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Fundamente/fundamente.html.
[18] BNetzA, “Windenergieanlagen auf See,” 2017. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html.
[19] IRENA, “Renewable Energy Statistics,” 2017.
[20] Das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, “Energiestatistik NRW,” 2017. [Online]. Available: http://www.energiestatistik-nrw.de/energie/strom/stromverbrauch.
[21] BNetzA, “Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von WIndenergieanlagen an Land,” 2017. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Wind_Onshore_node.html.
[22] BMWi, “Erneuerbare Energien,” 2017. [Online]. Available: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html.