

TECHNOLOGIESTUDIE MICROGRID

Markt- und Technologieübersicht für
Komponenten eines Microgrids



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

TECHNOLOGIESTUDIE MICROGRID

Markt- und Technologieübersicht für Komponenten eines Microgrids

Florian Klausmann
Lilin Zhu

Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO
in Stuttgart.

Stuttgart, 1.11.2018

Diese Studie entstand im Projekt „c/sells“ (FKZ: 03SIN125), gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“, 2017-2020.

Inhalt

1	EINLEITUNG	5
2	KOMPONENTEN IM MICROGRID	9
2.1	PHOTOVOLTAIK	9
2.1.1	<i>Aufbau.....</i>	9
2.1.2	<i>Technische Varianten</i>	9
2.1.3	<i>Verbreitung</i>	11
2.1.4	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	12
2.1.5	<i>Bewertung.....</i>	13
2.2	KLEINWINDENERGIEANLAGE	13
2.2.1	<i>Aufbau.....</i>	14
2.2.2	<i>Technische Varianten</i>	14
2.2.3	<i>Verbreitung</i>	15
2.2.4	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	16
2.2.5	<i>Bewertung.....</i>	16
2.3	SOLARTHERMIE.....	16
2.3.1	<i>Aufbau.....</i>	16
2.3.2	<i>Technische Varianten</i>	17
2.3.3	<i>Verbreitung</i>	17
2.3.4	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	19
2.3.5	<i>Bewertung.....</i>	19
2.4	WÄRMEPUMPE	20
2.4.1	<i>Aufbau.....</i>	20
2.4.2	<i>Technische Varianten</i>	20
2.4.3	<i>Verbreitung</i>	21
2.4.4	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	22
2.4.5	<i>Bewertung.....</i>	24
2.5	BLOCKHEIZKRAFTWERK.....	24
2.5.1	<i>Aufbau.....</i>	24
2.5.2	<i>Technische Varianten</i>	24
2.5.3	<i>Verbreitung</i>	25
2.5.4	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	27
2.5.5	<i>Bewertung.....</i>	27
2.6	HEIZKESSEL	28
2.6.1	<i>Aufbau.....</i>	28
2.6.2	<i>Technische Varianten</i>	28
2.6.3	<i>Verbreitung</i>	29
2.6.4	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	29
2.6.5	<i>Bewertung.....</i>	30
2.7	WÄRMESPEICHER.....	31
2.7.1	<i>Aufbau.....</i>	31
2.7.2	<i>Technische Varianten</i>	31
2.7.3	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	32
2.7.4	<i>Bewertung.....</i>	33
2.8	KÄLTEMASCHINE	33
2.8.1	<i>Kompressionskältemaschine</i>	34
2.8.2	<i>Absorptionskältemaschine</i>	34
2.8.3	<i>Bewertung.....</i>	35
2.9	STROMSPEICHER	35
2.9.1	<i>Blei-Säure-Batterien</i>	36
2.9.2	<i>Lithium-Batterien</i>	36
2.9.3	<i>Redox-Flow-Batterien.....</i>	37
2.9.4	<i>Weitere Speichertechnologien</i>	37

2.9.5	<i>Verbreitung und Wirtschaftlichkeit</i>	38
2.9.6	<i>Bewertung</i>	40
3	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	41
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	42
	TABELLENVERZEICHNIS	44
	LITERATURVERZEICHNIS	45

Erneuerbare Energien sind die wichtigste Stromquelle in Deutschland und ihr Ausbau ist eine zentrale Säule der Energiewende. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch wächst beständig. Während im Jahr 2000 nur rund 6 % des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden, ist der Anteil im Jahr 2017 auf rund 36 % angestiegen (BMWi 2018). Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sollen bis zum Jahr 2025 40 % bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen.

Der zunehmende Anteil der erneuerbaren Energien stellt die Infrastruktur des Energiesektors vor hohe Herausforderungen. Aufgrund der großen regionalen Unterschiede bezüglich der Ressourcen und der Schwankungen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist der Verteilnetzausbau ein wesentlicher Baustein für die Integration erneuerbarer Energien in das System der elektrischen Energieversorgung. Studien wie die dena-Verteilnetzstudie (dena 2012) haben gezeigt, dass in den nächsten Jahren ein signifikanter Netzausbau notwendig ist. Durch ein intelligentes Last- und Erzeugungsmanagement kann eine signifikante Kostenreduktion beim Ausbau elektrischer Energiesysteme erzielt werden. Das Lastmanagement ist ein wichtiger Bestandteil des intelligenten Stromnetzes (Smart Grid). Unter Lastmanagement versteht man eine aktive Steuerung des Stromverbrauchs (Demand Side Management). Dabei wird der Stromverbrauch von Spitzenlastzeiten in Phasen mit geringerem Strombedarf verschoben.

Beim Strompreis für private Haushalte in Deutschland ist seit Jahren ein Aufwärtstrend zu verzeichnen, der Anfang 2018 das Rekordhoch von 29,44 Cent pro Kilowattstunde erreicht hat (vgl. Abb. 1-1). Zur Jahrtausendwende lag der Strompreis in Deutschland noch bei 13,94 Cent pro Kilowattstunde und hat damit eine Steigerung von 111 % beziehungsweise 6 % pro Jahr erfahren. Bei der Entwicklung der Strompreise für die Industrie wird eine ähnliche Tendenz beobachtet. Während der Strompreis 2000 bei 6,05 Cent lag, verdreifachte sich der Preis 2018 auf 17,17 Cent pro Kilowattstunde.

Vor diesem Hintergrund bedeutet selbst Strom zu erzeugen und zu nutzen eine attraktive Alternative. Neben dem Einsparen von Geld sind Umweltaspekte und die Unabhängigkeit von den Stromanbietern entscheidende Gründe hierfür. Der überschüssige Strom kann ins lokale Stromnetz eingespeist werden, wofür der Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung pro Kilowattstunde an eingespeistem Solarstrom vom Netzbetreiber erhält. Zur Erzeugung des eigenen Stroms gibt es auf dem Markt viele Möglichkeiten, z. B. Solaranlagen, Kleinwindkraftanlagen und Blockheizkraftwerke.

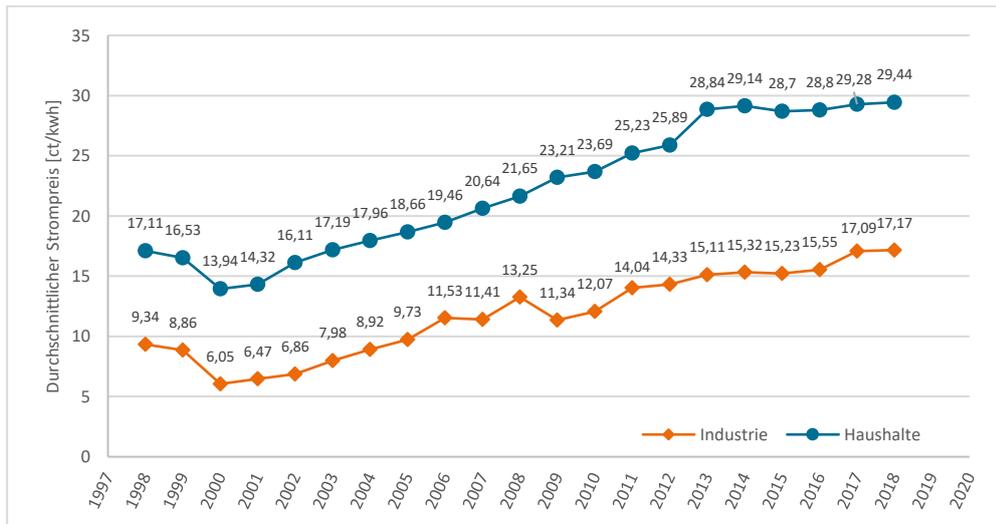


Abb. 1-1: Entwicklung der Strompreise für Haushalte (Jahresverbrauch von 3.500 kWh) und Industrie (Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh) in Deutschland 1998-2018 (Datenquelle: BDEW 2018)

Einen wichtigen Baustein für ein Smart Grid können Microgrids darstellen, die mit genügend Erzeugung aus dezentralen Energiequellen ausgestattet sind, sodass sie sich, bei entsprechender Ausstattung mit Regelungstechnik, selbst versorgen können, ohne mit dem Übertragungsnetz verbunden zu sein (Crastan et al. 2018). Sowohl für Netzbetreiber als auch für Anlagenbetreiber ergeben sich durch Microgrids viele Vorteile (Ton et al. 2012). Microgrids realisieren die lokale Abstimmung der Energieerzeugung und des -verbrauchs. Somit tragen sie dazu bei, Spitzenlasten zu vermeiden und Verluste zu reduzieren, indem die Erzeugung in der Nähe der Nachfrage lokalisiert wird. Zudem verbessern Microgrids die Integration von dezentralen und erneuerbaren Energiequellen und gewährleisten die Nachhaltigkeit. Daneben erfüllen sie die Endbenutzerbedürfnisse durch Sicherstellung der Energieversorgung kritischer Verbraucher, Kontrolle der Stromqualität und -zuverlässigkeit auf lokaler Ebene. Darüber hinaus unterstützen Microgrids das übergeordnete Netz durch den Umgang mit sensiblen Lasten und die Variabilität von erneuerbaren Energien vor Ort und können Zusatzdienste für das Stromsystem bereitstellen.

Microgrids sind eine Schlüsselkomponente von Smart Grids, mit denen die Zuverlässigkeit und Qualität der Stromversorgung verbessert werden können. Im Rahmen eines EU-Projektes werden Microgrids wie folgt definiert (Schwaegerl et al. 2009):

„Microgrids comprise Low Voltage distribution systems with distributed energy resources (microturbines, fuel cells, PV, etc.) together with storage devices (flywheels, energy capacitors and batteries) and flexible loads. Such systems can be operated in a non-autonomous way, if interconnected to the grid, or in an autonomous way, if disconnected from the main grid. “

Viele andere Organisationen definieren Microgrids ähnlich, einschließlich des Konzeptes eines Systems mit mehreren Last- und Erzeugungsvorgängen und der Inselbildung aus dem Netz. Das U.S. Department of Energy definiert Microgrids wie folgt (DOE 2011):

„A group of interconnected loads and distributed energy resources within clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid. A microgrid can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island-mode. “

Ein ähnliches und bekanntes Konzept ist das Virtuelle Kraftwerk (engl. Virtual Power Plant VPP). Ein Virtuelles Kraftwerk ist ein Netzwerk, bestehend aus einer Anzahl von kleineren dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die miteinander verbunden und in der Lage sind, zentrale disponible Kraftwerksleistungen zu ersetzen (Droste-Franke 2009). Obwohl das Microgrid und das VPP ähnliche Konzepte zu sein scheinen, gibt es eine Reihe von Unterschieden (Hatziargyriou 2014; Schwaegerl et al. 2009):

- Größe – Die installierte Kapazität von Microgrids ist normalerweise relativ klein (von wenigen kW bis zu mehreren MW), während die Leistung eines VPP viel größer sein kann.
- Lokalität – In einem Microgrid befinden sich die DER (Distributed Energy Resources) innerhalb desselben lokalen Verteilungsnetzes und zielen darauf ab, primär die lokale Nachfrage zu befriedigen. In einem VPP befinden sich die DER nicht notwendigerweise im selben lokalen Netzwerk und sie sind über ein weites geografisches Gebiet koordiniert.
- Nachfrage – Ein Microgrid konzentriert sich auf die Abdeckung des lokalen Energiebedarfs, während ein VPP nur als eine flexible Energiequelle für den Stromhandel dient.

Nach Marktsegmenten können Microgrids wie folgt eingeteilt werden: Military MG, Institutional und Campus MG, Commercial und Industrial MG, Community und Utility MG, Island und Remote „off-grid“ MG. Beispiele für Microgrids im Campusformat sind das Fraunhofer IAO Micro Smart Grid¹ in Stuttgart und der EUREF-Campus in Berlin. Nach den Anwendungsfällen werden verschiedene Microgrid-Größen ausgelegt. Zur Deckung der Energiebedarfe in Einrichtungen und Gebäuden, z. B. in Krankenhäusern oder Schulen reichen Microgrids mit einer Leistung von kleiner als 1 MW aus. Leistungsgrößen zwischen 1 MW und 20 MW sind für mehrere Einrichtungen oder einen ganzen Campus, z. B. Schulgelände, militärische Einrichtung, medizinischen Campus oder Flughäfen, geeignet. Für den Energiebedarf einer ganzen Region ist eine Größe von mehr als 20 MW möglich.

¹ www.microsmartgrid.de

Die Mehrheit der Microgrids in Europa wird die meiste Zeit im netzgekoppelten Zustand betrieben, mit Ausnahme von solchen, die auf physischen Inseln basieren. Die Hauptvorteile des Microgrid-Konzeptes ergeben sich daher aus netzgekoppelten Betriebszuständen (Schwaegerl et al. 2009).

Einleitung

Der Fokus dieser Studie liegt auf den Komponenten für Microgrids, die mit einer Leistung bis ~1 MW im netzgekoppelten Zustand betrieben werden.

2 Komponenten im Microgrid

Nachfolgend werden verschiedene Technologien zur Energieerzeugung, -wandlung und -speicherung hinsichtlich ihrer Eignung als Komponenten in Microgrids (bis ~1MW) zur kommerziellen Anwendung untersucht. Zu Beginn wird der Aufbau der Anlagen vorgestellt. Als Nächstes werden die verschiedenen Varianten dargestellt. Danach erfolgt die Untersuchung der Verbreitung der Technologien auf dem Markt in Deutschland sowie der bisherigen Wirtschaftlichkeit und deren Prognose für die Zukunft.

2.1 Photovoltaik

Photovoltaik (PV) ist eine attraktive Möglichkeit, regenerative Energiequellen zu nutzen. Mit Photovoltaik wird die direkte Umsetzung kurzweiliger solarer Einstrahlung in elektrische Energie bezeichnet. Mit einer Photovoltaikanlage wird über den sogenannten photoelektrischen Effekt in den Solarzellen Strom produziert.

2.1.1 Aufbau

Eine netzgekoppelte Photovoltaikanlage besteht aus einem Solargenerator, einem Wechselrichter sowie Schalt- und Sicherungseinrichtungen. Der Solargenerator wandelt das einfallende Sonnenlicht in elektrische Energie um und setzt sich modular aus PV-Modulen mit Modulleistungen von etwa 100 bis 250 Watt zusammen. Der Wechselrichter ist das Bindeglied zum Netz und wandelt den Gleichstrom in Wechselstrom, immer häufiger auch in 3-phasigen Wechselstrom um. Außerdem ist ein MPP-Tracker (engl. Maximum Power Point, d. h. maximaler Leistungspunkt) in der Regel in den Wechselrichter integriert, damit eine Photovoltaikanlage immer im maximalen Leistungsbereich arbeitet. Daneben überwacht der Wechselrichter den Energieertrag der PV-Anlage und zeigt eventuelle Störungen an.

2.1.2 Technische Varianten

Solarzellen lassen sich mit unterschiedlichen Technologien herstellen. Es wird anhand des Kristall- und Zellaufbaus in kristalline Solarzellen und Dünnschichtzellen differenziert. Kristalline Solarzellen teilt man nach der verwendeten Halbleiterstruktur in mono- und polykristalline Solarzellen ein. Beide werden aus dem Halbleiter Silizium hergestellt, aber mit unterschiedlichen Herstellungsverfahren. Während die monokristalline Zelle eine homogene Struktur aufweist, richten sich die Kristalle bei der polykristallinen Zelle verschieden aus. Dünnschichtsolarzellen bestehen aus einem Trägermaterial, auf das eine wenige Mikrometer dicke Halbleiterschicht aufgetragen wird. Als Halbleitermaterial kommen vor allem Cadmiumtellurit (CdTe), Kupfer (Indium/Gallium) (Selen/Schwefel) Verbindungen (CIS/CIGS) sowie mikrokristallines (μ Si) und amorphes Silizium (aSi) zum Einsatz (Wesselak et al. 2016).

Der nominelle Wirkungsgrad von kommerziellen kristallinen PV-Modulen aus neuer Produktion stieg in den letzten Jahren um ca. 0,3 % pro Jahr. Die Mittelwerte liegen bei knapp 17 % und die Spitzenwerte erreichen über 20 %. Pro Quadratmeter Modul erbringen sie damit eine Nennleistung von 170 W und Spitzenmodule bis über 200 W. Der nominelle Wirkungsgrad von Dünnschichtmodulen liegt zwischen 12 % und 14 % mit Spitzenwerten von 16 % (Wirth 2018).

Bei der Aufständigung von Photovoltaikmodulen wird zwischen fest ausgerichteten und nachgeführten Systemen unterschieden. Nachführungssysteme ermöglichen es, Photovoltaikmodule der Sonne nachzuführen. Ziel ist es, den Einfallswinkel zwischen der Sonnenstrahlung und der Senkrechten auf die Zellebene zu minimieren.

Je nach Art und Dimensionierung einer Photovoltaikanlage können unterschiedliche Wechselrichtertypen zum Einsatz kommen. Die derzeit gängigsten Arten von Wechselrichtern sind Modulwechselrichter, Strangwechselrichter und Zentralwechselrichter. Ein Modulwechselrichter wird direkt an ein einzelnes Solarmodul angeschlossen. Die Ausgänge der einzelnen Modulwechselrichter werden parallelgeschaltet und gesammelt an das Netz angeschlossen. Bei einem Strangwechselrichter wird ein kompletter Strang von in Reihe geschalteten Photovoltaikmodulen angeschlossen. Hat der Wechselrichter die Möglichkeit, gleich mehrere Stränge anzuschließen, spricht man von einem Multistrangwechselrichter. Von einem Zentralwechselrichter ist in der Regel nur bei sehr großen Photovoltaikanlagen die Rede. Er ist in einem eigenen Technikraum untergebracht und nimmt oft viele Quadratmeter in Anspruch. Hauptsächlich kommt er in Anlagen professioneller Betreiber zum Einsatz (Solaranlage.eu).

Der Modulwechselrichter ist dort sinnvoll, wo die einzelnen Module durch diverse Ausrichtung oder Verschattung sehr unterschiedliche Leistung bringen, etwa bei mobilen Anlagen auf Autos oder Flugzeugen, und er wird nur in kleinen Anlagen etwa zwischen 100 W_p und 1,4 kW_p eingesetzt. Strang- und Multistrangwechselrichter sind der häufigste Typ bei Hausanlagen und kleinen Gewerbeanlagen bis 100 kW_p. Sie haben eine DC-Nennleistung zwischen 1 kW und 20 kW. Zentralwechselrichter mit einer DC-Nennleistung ab 100 kW werden bei großen PV-Anlagen ab 100 kW_p eingesetzt (Fischer et al. 2012). Tabelle 2-1 bietet einen Überblick über die Marktanteile und die spezifischen Kosten von Wechselrichtern.

Tabelle 2-1: Marktanteile, Wirkungsgrad und spezifische Kosten von Wechselrichtern für den Betrieb von Photovoltaikanlagen (nach Burger 2015)

Wechselrichtertyp	Wirkungsgrad in %	Marktanteil in %	Spezifische Kosten in €/kW	Leistungsbereich in kW
Strangwechselrichter	<98	41	110	<100
Zentralwechselrichter	<98,5	57	80	>100
Modulwechselrichter	90-95	1,5	350	0,1-0,6
DC/DC Optimierer	<98,8	k.A.	100	0,1-0,6

2.1.3 Verbreitung

Ende 2017 erreichte die in Deutschland installierte PV-Kapazität insgesamt 43 GWp. Die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen machte im Jahr 2017 39,8 TWh aus, was einen Anteil von rund 6,6 % am deutschen Bruttostromverbrauch abdeckt (BSW-Solar 2018). Nach Schätzung von BSW-Solar wird der Anteil im Jahr 2020 auf 8 % bis 10 % steigen. Im Hinblick auf die Einstrahlungsstärke weist die installierte Leistung der PV-Anlagen in den Bundesländern einen großen Unterschied auf. Pro Einwohner haben Bayern und Brandenburg die 3- bis 4-fache PV-Leistung installiert, verglichen mit dem Saarland, NRW, Sachsen oder Hessen (Wirth 2018).

Über 98 % der 1,5 Millionen Solarstromanlagen in Deutschland sind dezentral an das Niederspannungsnetz angeschlossen und erzeugen Solarstrom verbrauchsnahe (Wirth 2018). Ein großer Teil der PV-Anlagen liegt im Bereich kleiner Leistungsgrößen (siehe Abb. 2-1). Auf PV-Kraftwerke der Megawatt-Klasse entfallen in Deutschland nur 15 % der installierten PV-Leistung.

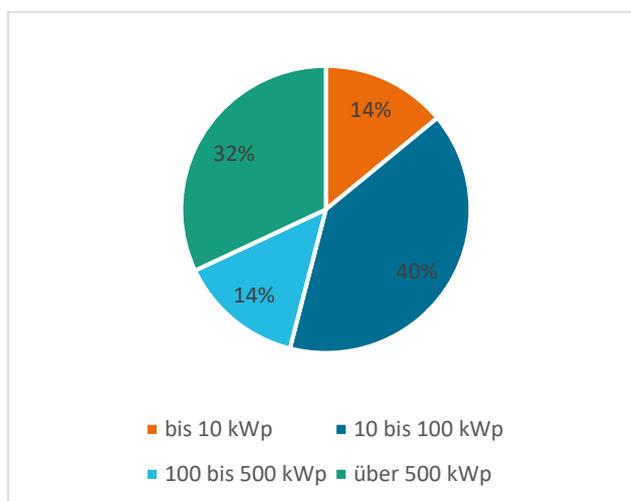


Abb. 2-1: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße (nach Wirth 2018)

Der Photovoltaikmarkt wird derzeit von kristallinen Solarzellen dominiert, die gut 90 % der Weltproduktion ausmachen, während Dünnschichtmodule ca. 5 % Marktanteil aufweisen (Wirth 2018).

.....
Photovoltaik
.....

2.1.4 Wirtschaftlichkeit

Die Systempreise der PV-Anlage werden hauptsächlich von den Modul- und Wechselrichterpreisen dominiert. Die Modulpreise sind in den vergangenen Jahren stark gefallen, die Wechselrichterpreise blieben hingegen weitestgehend konstant. Die durchschnittlichen Angebotspreise für Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren sind in Abb. 2-2 ersichtlich. Eine stetige Preisabnahme ist deutlich zu erkennen, die sich vermutlich in den nächsten Jahren in abgeschwächter Form fortsetzen wird (Wesselak et al. 2016). In Bezug auf die Größe der Systeme gilt, je größer eine Photovoltaikanlage ist, desto geringer sind die spezifischen Kosten.

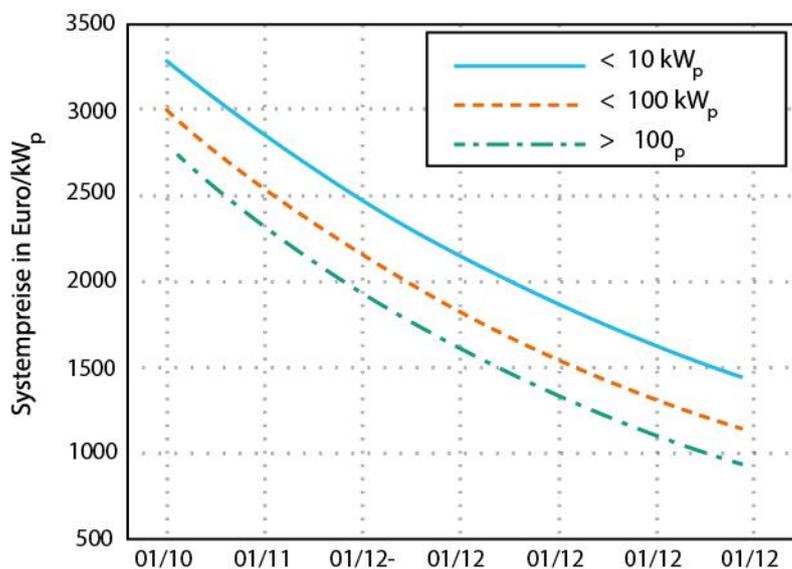
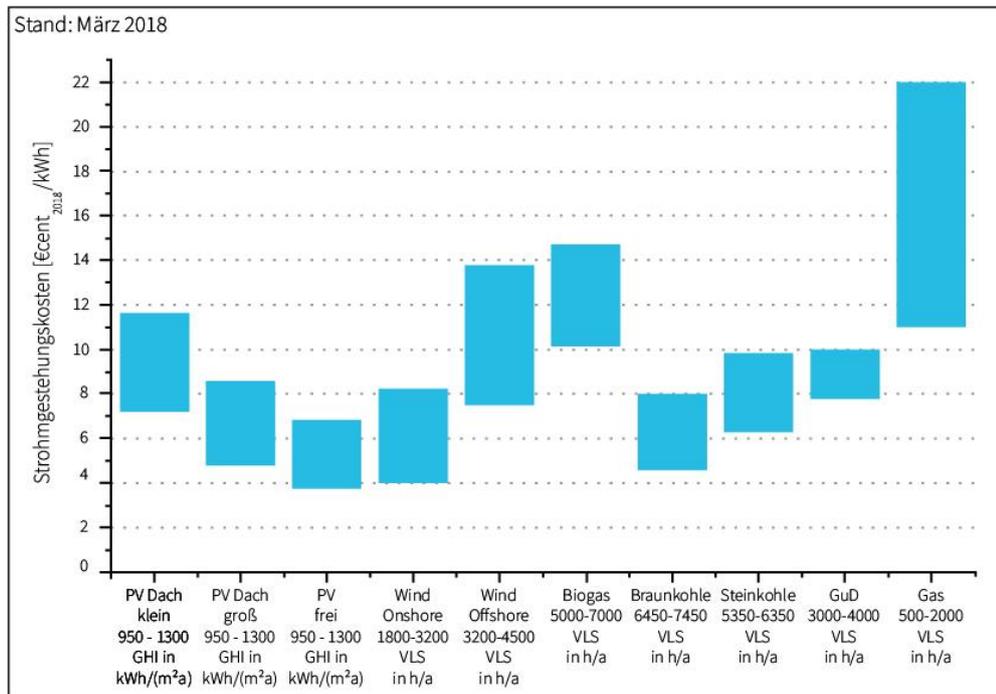


Abb. 2-2: Preisentwicklung der durchschnittlichen Systempreise für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen (nach Wesselak et al. 2016, S. 105)

Im Vergleich mit anderen erneuerbaren und fossilen Energien sind die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen wettbewerbsfähig (siehe Abb. 2-3). Die Stromgestehungskosten sind abhängig von der Anlagengröße. Bei Kleinanlagen (5 kW_p bis 15 kW_p) liegen sie im Jahr 2018 zwischen 7,23 und 11,54 Cent/kWh. Großanlagen bis 1.000 kW_p können heute in Süddeutschland Strom zu Gestehungskosten zwischen 4,95 und 6,18 Cent/kWh und in Norddeutschland zwischen 6,77 und 8,46 Cent/kWh produzieren (Kost et al. 2018). Es wird prognostiziert, dass ab 2030 sogar kleine PV-Dachanlagen in Süddeutschland Strom günstiger als ebenfalls in 2030 neu errichtete Steinkohle- oder GuD-Kraftwerke erzeugen (Kost et al. 2018).



 Kleinwindenergieanlage

Abb. 2-3: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018 (nach Kost et al. 2018)

2.1.5 Bewertung

Im Hinblick auf die weite Verbreitung und die niedrigen Stromgestehungskosten im Vergleich mit anderen erneuerbaren Energien können PV-Anlagen einen großen Beitrag als Erzeuger in einem Microgrid leisten. Die maximale Leistungsbereitstellung zur Mittagszeit passt, ggf. mit Batteriespeicherunterstützung, sehr gut zu den Lastanforderungen in Haushalten und Gewerben. Starke jahreszeitliche Unterschiede in der Stromerzeugung müssen jedoch in der Auslegung und Steuerung berücksichtigt werden. Da kristalline Solarzellen aktuell den PV-Markt dominieren und einen höheren Wirkungsgrad besitzen, stellen sie die relevanteste Variante dar. Der häufigste Wechselrichtertyp bei Hausanlagen und kleinen Gewerbeanlagen sind Strang- und Multistrangwechselrichter, welche für den betrachteten Leistungsbereich der Microgrids (bis 1 MW) gut eingesetzt werden können.

2.2 Kleinwindenergieanlage

Zu den dezentralen Stromerzeugern zählen auch Windkraftanlagen, die einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Klimabedingt korrelieren in Deutschland hohe Sonneneinstrahlung und hohe Windstärken negativ (Wirth 2018). Deshalb können Windkraftanlagen eine gute Systemergänzung für PV-Anlagen darstellen. In Abgrenzung zu den großen Windkraftanlagen werden aufgrund der Randbedingungen dieser Studie die Kleinwindenergieanlagen (KWEA) betrachtet.

Für den Begriff Kleinwindenergieanlagen gibt es derzeit keine allgemeingültige und abschließende Definition. Zu KWEA zählen laut Definition des BWE (Bundesverband Wind-Energie e.V.) Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW (BWE 2011). Für das Eigenheim legt der BWE die wirtschaftlich sinnvolle Obergrenze aber auf 30 kW fest. Die IEC (International Electrotechnical Commission) definiert in ihrer Norm IEC 61400-2:2006 alle windbetriebenen Anlagen als Kleinwindkraftanlagen, die eine Rotorfläche haben, die kleiner ist als 200 m² bei 350 W/m². Das heißt die Kleinwindkraftanlagen dürfen eine maximale Leistung von 70 kW haben und die Turmhöhe von 20 m nicht überschreiten.

2.2.1 Aufbau

Während der Aufbau von Großwindenergieanlagen mit einem erheblichen Aufwand an Technik, Material und vor allem finanziellen Mitteln einhergeht, so ist dies bei kleinen Anlagen deutlich geringer. Für die Realisierung einer KWEA im privaten Gebrauch können je nach Anwendungsgebiet und Anlagenleistung unterschiedliche Komponenten zum Einsatz kommen (Simon et al. 2010). Hauptsächlich besteht ein KWEA aus einem Fundament, das zur Stabilisierung und Sicherheit der gesamten Anlage dient, einem Mast, Rotorblättern und einem Generator, der die vom Wind erzeugte Bewegungsenergie in elektrische Energie umwandelt. Daneben ist ein Getriebe notwendig, das den Rotor mit dem Generator verbindet. Da auftretende Winde aus unterschiedlichen Richtungen strömen, müssen Windkraftanlagen zur entsprechenden Windrichtung gesteuert werden. Diese Steuerung erfolgt anhand einer Steuerfahne.

2.2.2 Technische Varianten

Bei den Kleinwindenergieanlagen gibt es eine große Vielfalt unterschiedlicher Typen und technischer Konzepte. Je nach Drehachse des Rotors handelt es sich um einen Vertikal- oder Horizontalläufer. Dreht sich der Rotor um eine vertikale Achse, so wird dieser Rotor als Vertikalläufer bzw. die jeweilige Windturbine als Vertikalanlage bezeichnet. Rotoren mit einer horizontalen Drehachse werden als Horizontalläufer und die entsprechende Windturbine als Horizontalanlage bezeichnet (Schmelmer et al. 2015). Horizontalanlagen werden in der Regel mit 1-Blatt-, 2-Blatt- oder 3-Blatt-Rotoren betrieben. Heutzutage finden aber aufgrund ihrer höheren Leistungsausbeute hauptsächlich 3-Blatt-Rotoren Anwendung. Bei vertikalen Kleinwindanlagen gibt es diverse grundlegende Bauformen, z. B. den Savonius, Darrieus, Darrieus-H und Darrieus-Helix Rotoren (siehe Abb. 2-4) (Schmelmer et al. 2015).

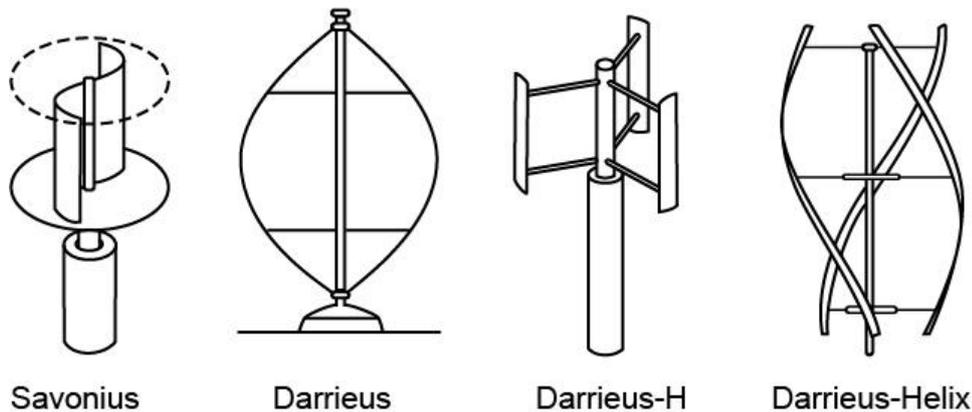


Abb. 2-4: Rotortypen vertikaler Windkraftanlagen (nach Schmelmer et al. 2015)

Vorteile von horizontalen Windkraftanlagen sind ein hoher Wirkungsgrad und damit hohe Stromerträge und eine gute Wirtschaftlichkeit. Außerdem ist das Aufstellen auf einem hohen Turm oder Mast möglich. Ein Nachteil ist die notwendige Windnachführung. Bei den vertikalen Windkraftanlagen ist keine Windnachführung notwendig. Besser geeignet sind sie für Standorte mit schwierigen Windverhältnissen (Jüttemann 2018).

2.2.3 Verbreitung

Während Großwindanlagen allgemein bekannt sind und genutzt werden, sind Kleinwindkraftanlagen in Deutschland noch eher eine Seltenheit. Bislang kommen Kleinwindkraftanlagen überwiegend als autarke Inselanlagen bspw. zur Stromversorgung von Ferienhäusern zum Einsatz. Einige Herausforderungen beschränken die Verbreitung von KWEA (Liersch 2010) und der Markt für KWEA gestaltet sich sehr heterogen. Hier sind zurzeit viele verschiedene kleine Anlagen mit manchmal sehr schlechtem Leistungsverhalten, geringer Effizienz und schlechter Qualität zu erwerben. Die schwer einzuschätzenden Standorte bereiten der Kleinwindenergiebranche Probleme. Oftmals sind die Standorte eher mit schlechtem Windregime ausgestattet. Es herrschen bei Nabenhöhen zwischen 5 m und 30 m geringe Windgeschwindigkeiten vor, jedoch mit einer hohen Turbulenz. Ein Ausweichen auf größere Nabenhöhen ist teuer und deshalb wirtschaftlich meist nicht darstellbar oder aufgrund von fehlenden Genehmigungen nicht realisierbar. Nicht zuletzt ist eine Vergütung nach EEG zwar möglich, aber der vorgesehene Tarif entspricht der gleichen Vergütung wie für Multimegawatt-WEA und ist deshalb zu gering.

Trotz dieser Herausforderungen ergibt sich ein großes Marktpotenzial für KWEA zusammen mit dem großen öffentlichen und medialen Interesse. Es wird behauptet, dass es eine Vielzahl an theoretisch nutzbaren Standorten in Deutschland für KWEA gibt, und zwar sowohl im Außenbereich als auch im Innenbereich (Liersch 2010). Daneben erfährt

in letzter Zeit der KWEA-Markt eine steigende Aufmerksamkeit seitens der Hersteller, Kunden, Verbände und Politik (Twele et al. 2011).

2.2.4 Wirtschaftlichkeit

Die Installationskosten einer KWEA inklusive Montage, Systemkomponenten, Fundament und Mast liegen zwischen 3.000 und 10.000 € pro Kilowatt installierter Leistung (Jüttemann 2017). Sie sind damit mindestens doppelt so teuer wie die inzwischen sogenannte „große Windkraft“ (Liersch 2010). Im Betrieb hängt die Wirtschaftlichkeit der KWEA stark vom Standort ab. Mit steigender Nabenhöhe nehmen die Stromgestehungskosten ab, obwohl die Kosten für den Turm mit der Nabenhöhe steigen. Grundsätzlich steigt die Wirtschaftlichkeit einer KWEA gemessen an den Kosten für Betrieb und Investition mit ihrer installierten Leistung (Liersch 2010).

Es gibt noch Verbesserungspotenzial bei der KWEA-Technik und KWEA können als potenziell wirtschaftlich eingestuft werden, jedoch ist deren Wirtschaftlichkeit im Gegensatz zu großen WEA nicht so hoch. Große Gewinne und Renditen können mit KWEA nicht erzielt werden (Liersch 2010).

2.2.5 Bewertung

Obwohl KWEA eine gute Ergänzung der PV-Anlagen darstellen und im Fokus des medialen sowie des öffentlichen Interesses stehen, sind sie in Deutschland bisher nur gering verbreitet. Des Weiteren sind KWEA im Vergleich zum potenziellen Ertrag mit hohen Investitions- und Installationskosten verbunden. Masthöhen über 10m sind genehmigungspflichtig. Außerdem hängt die Wirtschaftlichkeit der KWEA stark vom Standort ab. Aus diesen Gründen muss eine Eignung der KWEA als Microgrid-Komponente im Einzelfall sorgfältig geprüft werden.

2.3 Solarthermie

In Deutschland werden 54 % des gesamten Endenergiebedarfs zur Wärmeerzeugung eingesetzt (BMWi 2018). Erneuerbare Energien leisten einen großen Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs. Die Solarthermie ist eine hoch entwickelte, zuverlässige Technologie, um Solarenergie für die Wärmeerzeugung zu nutzen. Mit einem hohen Wirkungsgrad gilt die Solarthermie als eine der wichtigsten Energiequellen für den Niedertemperaturbereich.

2.3.1 Aufbau

Die zwei Hauptbestandteile zum Aufbau einer Solaranlage sind die Kollektoren und der Speicher. Die Kollektoren nehmen die Sonnenenergie auf und wandeln diese in thermische Energie um. Moderne Kollektoren erreichen Wirkungsgrade von etwa 90 %. Der Speicher hält die gewonnene Energie auf Vorrat. Hinzu kommen Solarrohre, in

denen die Wärme mittels einer Flüssigkeit vom Kollektor zum Speicher transportiert wird. Um Zirkulation zu bewirken, wird in der Regel eine Solarkreis-Umwälzpumpe benötigt. Außerdem befinden sich Temperaturfühler am Kollektor, am Speicher und an den Systemen für eine Nachheizung. Nicht zuletzt dient ein Solarregler als zentrale Steuerungseinheit. Die Gesamtanlage erreicht so meist einen Wirkungsgrad von knapp 50 %.

2.3.2 Technische Varianten

Die gängigen Kollektoren in Deutschland sind Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren. Flachkollektoren sind Solarkollektoren mit einer flachen, ebenen Absorberfläche. Diese werden durch robuste Glasabdeckungen und Gehäuse geschützt. Sie werden auf Hausdächern als Indach- oder Aufdachlösung installiert, können aber auch an der Fassade montiert oder frei aufgestellt werden. Flachkollektoren sind preiswerter als Röhrenkollektoren und werden für die Warmwasserbereitung, Schwimmbaderwärmung und zur Unterstützung der Raumheizung eingesetzt. Vakuumröhrenkollektoren unterscheiden sich von den Flachkollektoren im Wesentlichen durch die Isolierung des Absorbers. Die Isolationswirkung wird durch ein Vakuum in einer Glasröhre erreicht, die den Wärmetransport durch Konvektion vollständig unterbindet. Durch das nicht wärmeleitende Vakuum ergeben sich geringere Wärmeverluste als bei einem Flachkollektor und es können höhere Temperaturen erreicht werden.

Neben den unterschiedlichen Kollektortypen existiert eine Vielzahl solarthermischer Anlagenvarianten, die sich in ihrem Zweck und Aufbau unterscheiden. Hauptsächlich lassen sich Solaranlagen in zwei Typen differenzieren. Anlagen, die der reinen Warmwasserbereitung dienen, und Kombianlagen, die neben der reinen Warmwasserbereitung auch in der Lage sind, Heizungswärme zu generieren. Kombianlagen sind deutlich größer auszulegen als Anlagen zur Trinkwassererwärmung. Durchschnittlich wird für eine solare Heizungsunterstützung die doppelte Kollektorfläche im Vergleich zur reinen Trinkwassererwärmung gewählt.

Ein Speicher in einem Wärmeversorgungssystem dient nicht nur zur Aufnahme der Wärme aus Solarthermie, sondern auch für Wärme aus anderen Wärmeerzeugern. Deshalb werden Speicher als eine separate Komponente in Microgrids statt eines Bauteils in der Solarthermie betrachtet und im Abschnitt 2.7 diskutiert.

2.3.3 Verbreitung

Bis Ende 2017 wurden insgesamt 2,3 Mio. solarthermische Anlagen in Deutschland installiert, die einer Kollektorfläche von 20,6 Mio. Quadratmeter entsprechen. Dabei sind Flachkollektoren die häufigste verwendete Kollektorart. Ungefähr 90 % aller installierten Kollektoren sind von dieser Bauart (siehe Abb. 2-5).

Betrachtet man die jährlich neu installierten Kollektorflächen, war ein Zubaumaximum im Jahr 2008 zu verzeichnen (siehe Abb. 2-5). Seitdem ist die Nachfrage nach solarthermischen Anlagen rückläufig. Diese Entwicklung ist eng mit den Förderprogrammen auf Bundes- und Landesebene verknüpft. Zudem spielen die niedrigen Öl- und Gaspreise eine Rolle (IWR 2018). Ein anderer Grund ist die starke Konkurrenz der Photovoltaik (Wenzel et al. 2015). In der Regel haben PV-Anlagen eine hohe Wirtschaftlichkeit und erzielen eine zum Teil hohe Rendite. Bei vergleichbaren Investitionskosten kann durch die kostendeckende Vergütung mit einer PV-Anlage über 20 Jahre eine garantierte Rendite erwirtschaftet werden, während eine solarthermische Anlage je nach Entwicklung der Öl- und Gaspreise auch Mehrkosten verursachen kann. Daneben sind PV-Anlagen flexibler und einfacher zu integrieren als solarthermische Anlagen. Nicht zuletzt sind solarthermische Anlagen teuer und es gibt zunehmend wirtschaftlich attraktive Alternativen wie die Wärmepumpen, deren Markt wächst (IWR 2018; Wenzel et al. 2015).

Solarthermie

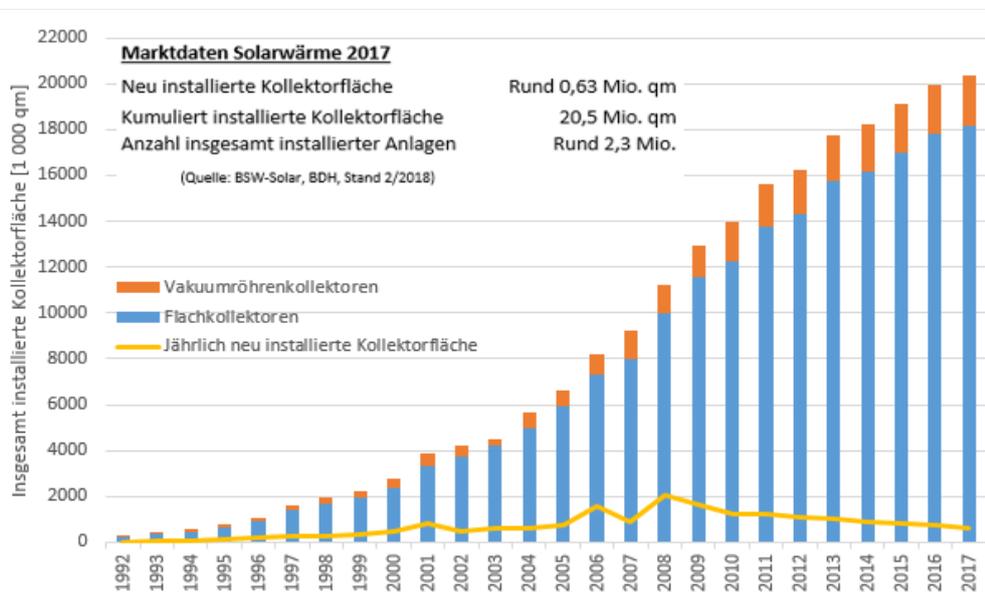


Abb. 2-5: Zubau an Solarwärmesystemen in Deutschland (gerundete Werte, Abbau von Altanlagen nicht berücksichtigt) (nach BSW-Solar 2018)

Aktuell relevante Marktsegmente für solarthermische Anlagen sind solare Trinkwasseranlagen und Kombianlagen vor allem in kleinen Wohngebäuden (Ebert 2012). Dabei wurden in Deutschland in der Vergangenheit mehrheitlich Anlagen zur Warmwasserbereitung installiert (Corradini et al. 2014). Andere Anwendungen wie z. B. Solarwärme in größeren Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden, Wärmenetze sowie solare Prozesswärme befinden sich noch in der Markteinführungs- oder Entwicklungsphase.

2.3.4 Wirtschaftlichkeit

Eine Untersuchung hat ergeben, dass sich die relativen Verläufe der Kosten von Solarwärme und Photovoltaik seit Mitte der 1980er bis zum Jahr 2002 gleichen. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden die Kosten der Solarwärme deutlich gesenkt und haben sich etwa halbiert. Während sich die Kosten der PV-Anlagen danach weiter reduziert haben, ist bei solarthermischen Anlagen und ihren Komponenten teilweise eher ein Preisanstieg als eine Preissenkung für den Endverbraucher zu beobachten (Ebert 2012).

Investitionskosten einer solarthermischen Anlage bestehen aus Kosten für Kollektoren, Speicher und Montage. Die Händler bieten zurzeit Komplettsysteme für verschiedene Kollektorflächen mit oder ohne Speicher an, z. B. ein 10 m² Solarthermie Basic Paket (ohne Speicher) kostet etwa 2.000 € (ohne Installation). Zurzeit haben sich die spezifischen Preise von Flach- und Vakuumröhrenkollektoren vollständig angeglichen (Wenzel et al. 2015). Die Installationskosten betragen einen großen Teil der Investitionskosten. Die Vielfalt an Möglichkeiten von verschiedenen Herstellern überfordert die Installateure zum Teil. Besonders die Installation der Kollektoren auf dem Dach führt zu hohen Montagekosten.

Bei Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer solarthermischen Anlage sind Gesamtkosten (Investitionskosten und Betriebskosten) und Einsparungen gegenüber fossilen Brennstoffen miteinander zu vergleichen. Dabei haben die Preise von fossilen Energien und deren Erhöhung eine große Auswirkung auf die Amortisationszeit. Während zu einer gegebenen Anlage immer ein bestimmter Anschaffungspreis gehört, wird die Amortisationszeit wesentlich vom Brennstoffpreis und dessen Steigerung bestimmt. Je höher die Gas- und Ölpreise, desto rentabler gestaltet sich also die solarthermische Anlage. In der Praxis hängt die Amortisationszeit zudem im Wesentlichen von der Planungs- und Ausführungsqualität ab. Bei einem durchschnittlichen Einfamilienhaus mit vier Personen ergibt sich eine Amortisationszeit der Warmwasseranlage von ca. 20 Jahren.

2.3.5 Bewertung

Solarthermische Anlagen haben einen hohen Wirkungsgrad und eine lange Lebensdauer. Im Betrieb sind die Wartungs- und Betriebskosten sehr niedrig. Obwohl die Amortisationszeit sehr lang ist, ist die Solarthermie in Deutschland weit verbreitet und zählt zu den wichtigsten Energiequellen für den Niedertemperaturbereich. Deshalb sind Solarthermieanlagen, sowohl mit Flachkollektoren als auch mit Vakuumröhrenkollektoren, eine wesentliche Komponente für die Wärmegewinnung in einem Microgrid. Da die Anlagen nur begrenzt steuerbar sind, ergeben sich aber, z. B. im Vergleich zur Wärmepumpe, weniger Optionen für ein Energiemanagement (Sektorkopplung).

2.4 Wärmepumpe

Wärmepumpen sind ein fester Bestandteil des Wärmeerzeugermarktes. Besonders bei einem Neubau ist die Wärmepumpe eine gute Alternative zu konventionellen Heizungsanlagen. Wärmepumpen sind in der Lage, aus der Umweltwärme die in den Gebäuden notwendige Niedertemperaturwärme durch die Nutzung von stromgetriebenen Kompressoren bereitzustellen. Bei der Transformation des Energiesystems kann der Wärmepumpe nicht nur aus Effizienzgründen, sondern auch als Koppler der Sektoren Strom und Wärme eine entscheidende Rolle zukommen.

2.4.1 Aufbau

Eine Wärmepumpen-Heizungsanlage besteht aus drei Teilen: der Wärmequellenanlage, die der Umgebung die benötigte Energie entzieht, der eigentlichen Wärmepumpe, die die gewonnene Umweltwärme nutzbar macht, sowie dem Wärmeverteil- und Speichersystem, das die Wärmeenergie im Haus verteilt oder zwischenspeichert.

In der Wärmepumpe durchläuft das Arbeitsmittel einen Kreisprozess. Im ersten Prozessschritt verdampft es auf niedrigem Druck- und Temperaturniveau durch die Wärmezufuhr aus der Umgebung. Anschließend wird der Kältemitteldampf im Kompressor auf einen höheren Druck verdichtet. Im nächsten Schritt wird bei der Kondensation des Arbeitsmittels auf höherem Druck- und Temperaturniveau die Nutzwärme übertragen. Der Kreisprozess wird durch die Entspannung des flüssigen Arbeitsmittels auf den Ausgangsdruck mithilfe eines Expansionsventils geschlossen.

2.4.2 Technische Varianten

Wärmepumpen unterscheiden sich nach der Art der Energiequelle, die für die Erzeugung der Heizwärme genutzt wird. Es kommen drei verschiedene Wärmequellen für Wärmepumpen in Betracht: Luft, Erdreich und Grundwasser.

Luft als Wärmequelle kann extrem einfach und nahezu überall erschlossen werden. Hierfür sind keine Bohrungen, Grabungen oder besondere Genehmigungen erforderlich. Hinzu kommt, dass sie einen geringen Platzbedarf erfordern und der Investitionsbedarf gegenüber Erd- und Grundwasser-Wärmepumpen deutlich niedriger ist. Allerdings sind baurechtliche Vorschriften hinsichtlich des Lärmschutzes zu beachten. Im Winter, wenn die Außentemperaturen unter den Gefrierpunkt fallen, arbeiten Luft-Wasser-Wärmepumpen wenig effizient.

Die Effizienz der verschiedenen Wärmepumpen wird häufig anhand von zwei Kenngrößen verglichen, die Leistungszahl (COP – Coefficient of Performance) und die Jahresarbeitszahl (JAZ). Während der COP die Effizienz der Wärmepumpe unter standardisierten Bedingungen im Labor angibt, gibt die JAZ das Verhältnis der abgegebenen Wärmemenge zur aufgenommenen elektrischen Energie im Laufe eines

ganzen Jahres wieder. In den vergangenen Jahren lag der durchschnittliche COP von Luft-Wasser-Wärmepumpen bei 3,5. Die durchschnittliche JAZ für eine außen aufgestellte Luft-Wärmepumpe lag bei 2,6 (Appelhans et al. 2014).

Wärmepumpe

Ähnlich wie die Umgebungsluft befindet sich im Erdreich immer Wärme, die das Heizen mit Wärmepumpen ermöglicht. Das Besondere am Erdreich als Energiequelle sind die verhältnismäßig hohen und konstanten Temperaturen. Sole-Wasser-Wärmepumpen nutzen das Erdreich als primäre Energiequelle entweder mit Erdkollektoren oder Erdsonden. Während die Erdkollektoren schlangenförmig unterhalb der Frostgrenze verlegt werden, werden die Erdsonden vertikal in die Erde eingelassen. Dank konstant hoher Temperatur kann die Wärmepumpe auch im Winter effizient betrieben werden. Der durchschnittliche COP der Erdwärmepumpen erreicht 4,5 (Schmitz 2018). Die mittlere JAZ von Wärmepumpe mit Erdkollektoren beträgt 3,2. Bei Erdsonden-Wärmepumpen liegt die durchschnittliche JAZ bei 3,3 (Appelhans et al. 2014).

Neben der Umgebungsluft und dem Erdreich hat das Grundwasser ganzjährig ebenfalls eine hohe Wärmeenergie, die als Energiequelle für eine Wärmepumpe infrage kommt. Das Grundwasser wechselt mit den Jahreszeiten nur leicht seine Temperatur. Um die thermische Energie nutzen zu können, ist eine Brunnenanlage bestehend aus Saug- und Schluckbrunnen notwendig. Je nach Standort sind diese Anlagen aus Umwelt- und Gewässerschutzgründen nicht zugelassen. Wenn eine Installation möglich ist, arbeiten Wasser-Wasser-Wärmepumpen meisten sehr effizient und erreichen eine JAZ von 5.

Die Kompressionswärmepumpe, die nach dem oben vorgestellten Prinzip mit elektrischer Energie arbeitet, ist der gebräuchlichste Typ der Wärmepumpen. Daneben gibt es noch die Sorptionswärmepumpe, bei der die im Kreislauf notwendige Antriebsenergie in Form von Wärme zugeführt wird. Sorptionswärmepumpen nutzen die Wärme auf hohem Temperaturniveau als Antriebsmedium für den Betrieb eines thermischen Verdichters. Wie bei einer Kompressionswärmepumpe wird Umweltwärme aus einer Niedertemperaturquelle mittels Erdreichkopplung oder Außenluftnutzung eingesetzt, allerdings ist bei Sorptionswärmepumpen dieser Anteil der Umweltwärme an der Nutzwärme geringer als bei Kompressionswärmepumpen. Mit bisherigen Geräten ist eine Leistungszahl bis zu 1,6 erreichbar (Miara et al. 2015). Sorptionswärmepumpen stehen aber noch ganz am Anfang der Marktdurchdringung.

2.4.3 Verbreitung

In den vergangenen 20 Jahren konnten die Wärmepumpen ein bemerkenswertes Wachstum verzeichnen: Wurden 1995 gerade einmal 2.000 Geräte verkauft, stieg der Absatz bis 2008 auf einen Höchststand von 62.500 Geräten. In den Folgejahren brachen die Verkaufszahlen um 18 % ein. Seit 2010 schwankte der Absatz um einen Mittelwert von rund 56.000 Geräten. Am Anfang wurde der Markt von Erdwärmepumpen dominiert (siehe Abb. 2-6). Seit 2005 haben Luft-Wärmepumpen kontinuierlich Marktanteile gewonnen und im Jahr 2010 hat die Absatzzahl der Luft-Wärmepumpen

die der Erdwärmepumpen überschritten. Im Jahr 2017 machten Luft-Wärmepumpen mit rund 71 % den Großteil des Wärmepumpen-Absatzes aus. Erdwärmepumpen und sonstige liegen somit bei 29 %. Insgesamt sind in Deutschland nun rund 800.000 Heizwärmepumpen installiert (BWP 2018).

Wärmepumpe

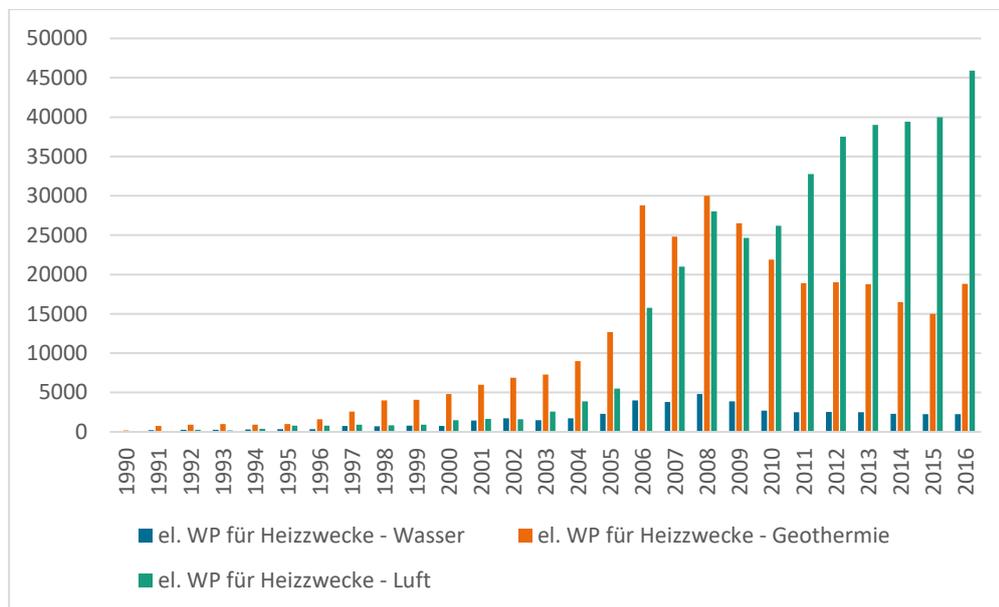
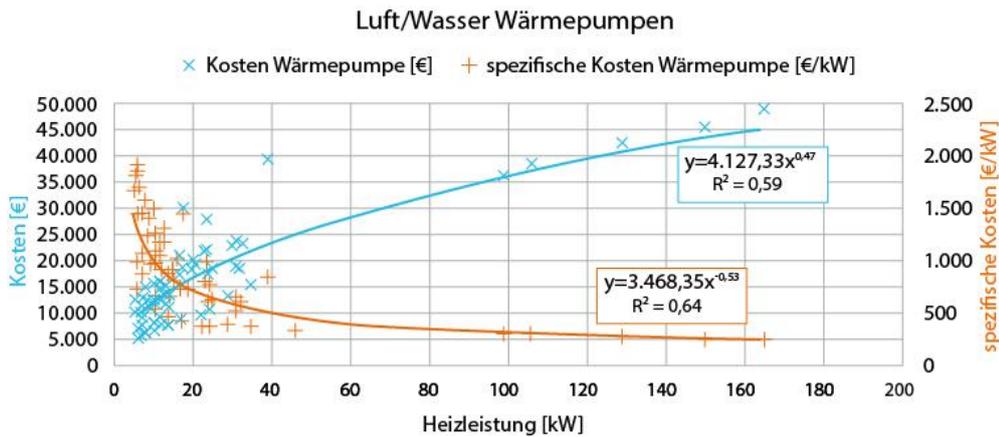


Abb. 2-6: Absatzzahlen von elektrischen Heizwärmepumpen nach Art der Wärmepumpe in Deutschland (nach Born et al. 2017)

Nach der Branchenprognose von BWP kann der Wärmepumpen-Bestand kontinuierlich vergrößert werden (BWP 2015). Der Wärmepumpen-Bestand soll auf rund 1,61 Mio. Anlagen bis zum Jahr 2030 wachsen, was 8,1 % aller Bestandswärmeerzeuger in diesem Jahr entspricht. Luft-Wasser-Wärmepumpen sollen dabei den größten Teil der Verkäufe ausmachen und der Anteil der erdgekoppelten Geräte stagniert bei unter 30 %. In einer anderen Studie ergibt sich eine noch positivere Prognose (Miara et al. 2015). Die Entwicklung von Heiztechnologien ist auf dem Weg zu einem System mit dominantem Anteil erneuerbarer Energien. Im Hinblick darauf und unter Berücksichtigung minimaler Transformationskosten sieht die Studie mittelfristig (im Jahr 2030) einen Anteil der Wärmepumpen an allen Heizungsanlagen von 34 % und langfristig (im Jahr 2050) von über 80 %.

2.4.4 Wirtschaftlichkeit

Die Investitionskosten einer Wärmepumpe bestehen aus dem Gerätepreis und den Kosten zur Erschließung der Wärmequelle. Der Gerätepreis ist hierbei vor allem von der Heizleistung abhängig, während die Erschließungskosten sich im Besonderen nach der Art der Wärmequelle ergeben. Abb. 2-7 zeigt die Abhängigkeit zwischen den spezifischen Kosten und der Heizleistung der Luft-Wärmepumpe.



 Wärmepumpe

Abb. 2-7: Kostenkurve der Luft-Wasser-Wärmepumpe (nach Wolf et al. 2014)

Die Kosten zur Erschließung der Wärmequelle sind bei Erd- und Grundwasser-Wärmepumpen viel höher als bei Luft-Wärmepumpen, denn für Erd- und Grundwasser-Wärmepumpen müssen aufwendige Bohrungen durchgeführt werden.

Neben den Investitionskosten spielt der laufende Stromverbrauch eine relevante Rolle bei den Kosten. Wie hoch dieser ist, hängt von der Energieeffizienz der Wärmepumpen ab und die Energieeffizienz variiert zwischen den genutzten Ressourcen.

In der Tabelle 2-2 sind die Kosten für die Erschließung, die Anschaffung und den Strom von verschiedenen Wärmepumpen in einem durchschnittlichen Wohnhaus aufgelistet. Luft-Wasser-Wärmepumpen sind sehr günstig in der Anschaffung und Erschließung, dafür liegen die Betriebskosten höher. Bei Erd- und Grundwasser-Wärmepumpen sind die Preise für die Erschließung und die Anschaffung höher, aber beim Betrieb sind sie kostensparend.

Tabelle 2-2: Kosten der Wärmepumpe mit verschiedene Techniken in einem durchschnittlichen Wohnhaus (Datenquelle: Schmitz 2018)

Wärmepumpe	Verwendete Technik	Kosten für die Erschließung (€)	Kosten für die Anschaffung (€)	Jährliche Stromkosten (€)
Luft-Wärmepumpe	Luft-Wasser-WP	500 bis 2.000	4.000 bis 12.000	1.000 bis 1.200
	Luft-Luft-WP	2.000 bis 6.000	5.000 bis 10.000	
Erd-Wärmepumpe	Mit Endkollektoren	2.000 bis 5.000	5.200 bis 12.000	600 bis 900
	Mit Erdsonden	3.500 bis 8.000		
Grundwasser-Wärmepumpe	Wasser-Wasser-WP	4.000 bis 7.000	9.000 bis 12.000	550 bis 800

2.4.5 Bewertung

Wärmepumpen stellen eine für verschiedene Einsatzzwecke verwendbare Möglichkeit dar, die in der Umwelt gespeicherte Wärme unter Zuführung elektrischer oder thermischer Energie zur Bereitstellung von Nutzwärme und Trinkwarmwasser zu nutzen. Aus energetischer Sicht haben Wärmepumpen einen guten Wirkungsgrad. Darüber hinaus gelten Wärmepumpen als Koppler der Sektoren Strom und Wärme und können über Energiemanagementsysteme flexibel gesteuert werden. Nicht zuletzt weisen Wärmepumpen einen wachsenden Marktanteil an den Wärmeerzeugungstechnologien auf. Aus diesen Gründen stellt die Wärmepumpe eine sehr relevante Komponente in einem Microgrid dar. Im Hinblick auf die zunehmende Absatzzahl, die niedrigen Investitionskosten sowie den einfachen Erschließungsprozess liegt der Fokus dabei auf der Luft-Wasser-Wärmepumpe.

2.5 Blockheizkraftwerk

Der Grundsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besteht darin, dass gleichzeitig mechanische Energie und nutzbare Wärme geschaffen werden. Durch die KWK können über 90 % der eingesetzten Energie verwertet werden. Das Prinzip der KWK kann von einem Blockheizkraftwerk (BHKW) realisiert werden, welches wie eine Heizung Wärme bereitstellen und dabei Strom produzieren kann. Der Leistungsbereich der BHKW liegt dabei zwischen einigen Kilowatt und etlichen Megawatt.

2.5.1 Aufbau

Die typischerweise im kleinen BHKW Segment (unter 50 kW) angebotene Bauform ist ein gekapseltes Kompaktmodul. Bei dieser Bauform befinden sich Motor, Generator und weitere Bauteile in einem schalldämmenden Gehäuse. Der Betrieb eines BHKW ist mit verschiedenen Brennstoffen möglich. Dabei ist sowohl der Einsatz fossiler Primärenergieträger als auch die Nutzung nachwachsender Rohstoffe möglich. Ein Großteil der BHKW wird mit Erdgas betrieben. Aufgrund der sehr sauberen Verbrennung erreichen gasbetriebene BHKW zumeist eine höhere Lebensdauer und sind weniger störanfällig als BHKW mit anderen Energiequellen. Neben Erdgas gibt es auch die Möglichkeit, Pflanzenöl, Heizöl, Biogas, Biodiesel und sogar Holzpellets einzusetzen.

2.5.2 Technische Varianten

Das KWK-Prinzip kann von einer Vielzahl von BHKW-Technologien realisiert werden. Grundsätzlich kann dabei zwischen den Technologien, bei denen der Brennstoff in einem Brenner verheizt wird, und den Verbrennungskraftmaschinen unterschieden werden.

Aufgrund der ausgereiften billigen Technologie werden Verbrennungsmotoren am häufigsten eingesetzt. Die Energie im Brennstoff wird zunächst im Motor in Wärme und Bewegungsenergie umgewandelt. Ein Generator wandelt anschließend die

Bewegungsenergie in elektrische Energie. Der Wirkungsgrad im BHKW mit internem Verbrennungsmotor (nach dem Otto- oder Diesel-Prinzip) liegt insgesamt bei 80 % bis 90 %. Betrachtet man nur die Stromerzeugung, erreichen die Geräte einen Anteil von 20 % bis 25 % (Rosenkranz 2017). Als mögliche Treibstoffe kommen durch das Funktionsprinzip bedingt nur flüssige oder gasförmige Brennstoffe infrage. Am unproblematischsten sind Erd- und Flüssiggas. Der Leistungsbereich reicht von ca. 2 kW bis hin zu 10 MW.

Stirlingmotoren wandeln extern zugeführte Wärmeenergie in Bewegungsenergie, welche von einem Generator in Strom gewandelt wird. Anders als beim Verbrennungsmotor findet die Verbrennung jedoch nicht im Motor selbst statt. Durch die externe Verbrennung ist der Stirlingmotor hinsichtlich des Brennstoffes sehr flexibel. Zudem sind Stirlingmotoren aufgrund der fehlenden Verbrennungs- und Explosionsprozesse im Motor sehr leise, erzielen eine hohe Lebensdauer und sind nahezu wartungsfrei. Der Wirkungsgrad im BHKW mit Stirlingmotor liegt bei etwa 85 %. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt zwischen 12 % und 15 % (Rosenkranz 2017). Deshalb wird das BHKW mit Stirlingmotor im großen Leistungsbereich bisher nicht eingesetzt, im Leistungsbereich bis 2 kW elektrische Leistung ist er jedoch aufgrund der Kostenstruktur eine sehr gute Alternative zum Verbrennungsmotor.

Mikrogasturbinen sind eine kleinere, an die dezentrale Stromerzeugung bis 200 kW angepasste Bauform großer Gasturbinen. Aufgrund der besonders hohen Abgastemperatur eignen sich die Mikrogasturbinen vor allem für Anwendungen mit hohen Temperaturanforderungen wie die Dampferzeugung. Trotz hoher Drehzahlen von bis zu 96.000 U/min sind die Turbinen aufgrund ihrer luftgelagerten Welle besonders wartungsarm und langlebig. Bezüglich der Brennstoffe kommen Biogas, Flüssig- und Erdgas sowie Öl infrage.

Brennstoffzellen gehören ebenfalls zu den BHKW-Technologien, auch wenn diese eigentlich nicht nach dem KWK-Prinzip arbeiten. Bei Brennstoffzellenanlagen wird Strom auf direktem Weg elektrochemisch erzeugt und die Abwärme genutzt. Der Wirkungsgrad der Anlage liegt mit etwa 85 % im Durchschnitt der hier vorgestellten Systeme. Der elektrische Wirkungsgrad kann 60 % erreichen (Rosenkranz 2017). Für die Anwendung im Leistungsbereich unter 2,5 kW kommen zwei unterschiedliche Brennstoffzellentypen infrage: PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) und SOFC (Solid Oxide Fuel Cell). Trotz intensiver Bemühungen und technischer Fortschritte in den letzten Jahrzehnten bestehen jedoch immer noch Defizite hinsichtlich der Zuverlässigkeit und Lebensdauer der Brennstoffzellen Stacks.

2.5.3 Verbreitung

Der Bestand der KWK-Anlagen in Deutschland ist kontinuierlich gestiegen. Abb. 2-8 zeigt die Zuwachsraten der durch das KWK-Gesetz geförderten Anlagen. Während im Jahr 2009 nur 5.000 geförderte Anlage existierten, erreichte die Bestandszahl der KWK-

Anlagen bis 2017 über 48.000. Durchschnittlich werden jedes Jahr 5.335 geförderte BHKW neu installiert.

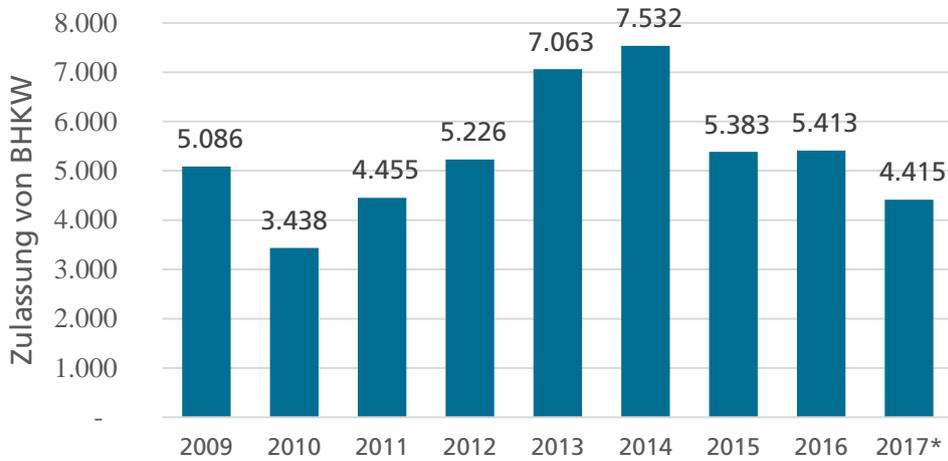


Abb. 2-8: Zulassung von BHKW-Anlagen in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2017 (* Zulassungsanträge für 2017 sind in der Datenquelle noch nicht vollständig berücksichtigt) (Datenquelle: BAFA 2018)

Abb. 2-9 zeigt die Anteile der geförderten BHKW, welche zwischen 2009 und 2017 zugelassen wurden, nach verschiedenen Leistungsgrößen. 41 % der zugelassenen BHKW weisen Leistungen zwischen 2 kW und 10 kW auf. Ein Fünftel davon fällt auf Leistungen unter 2 kW. Der Anteil von BHKW mit einer Leistung über 50 kW ist mit 11 % nur gering.

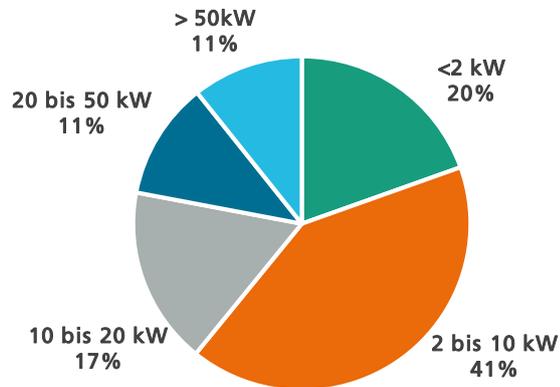


Abb. 2-9: Anteil der zwischen 2009 und 2017 nach KWKG-Gesetz geförderten BHKW nach Leistungsgrößen (Datenquelle: BAFA 2018)

Die derzeit am weitesten verbreitete Technologie ist das BHKW mit Verbrennungsmotor. Im Leistungsbereich unter 2 kW elektrische Leistung entwickeln sich Stirlingmotoren zu einer guten Alternative. Brennstoffzellen spielen bei kleinen BHKW ebenfalls eine bedeutende Rolle. Mikrogasturbinen werden zurzeit nur von sehr wenigen Herstellern angeboten.

2.5.4 Wirtschaftlichkeit

Für die Anschaffungskosten gilt grundsätzlich, je größer die Leistung des BHKW, desto geringer sind die spezifischen Kosten (ASUE 2016). Der Preis eines BHKW für Einfamilienhäuser mit einer elektrischen Leistung von ca. 1 kW liegt zwischen 7.000 und 15.000 € ohne Installation. Bei einem Erdgas BHKW mit einer Leistung von ca. 30 kW elektrische Leistung kostet das Blockheizkraftwerk ca. 1.700 € pro kW (siehe Abb. 2-10). Die Kosten für ein größeres BHKW mit einer Leistung von ca. 250 kW elektrische Leistung betragen ca. 750 € pro kW.

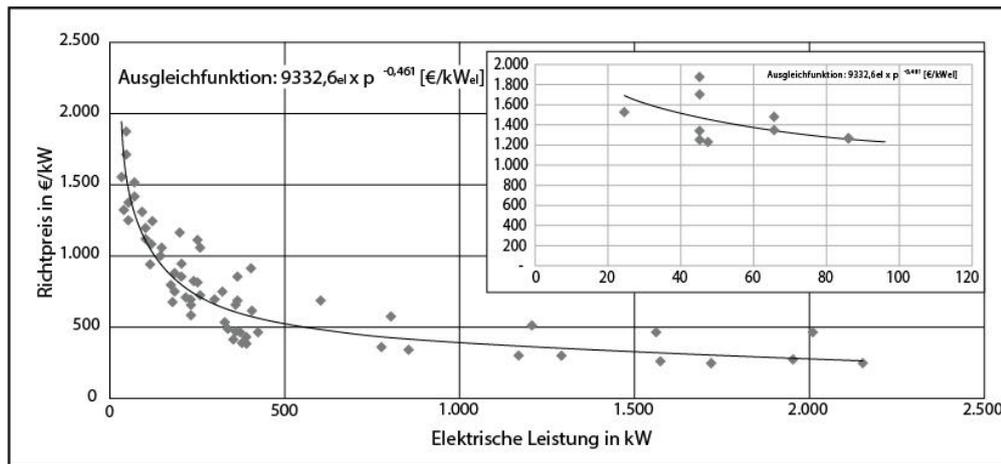


Abb. 2-10: Preise für Erdgas BHKW ohne gesetzliche Mehrwertsteuer (Datenquelle: ASUE 2016)

Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb einer KWK-Anlage ist die individuelle, objektspezifische Planung und Dimensionierung. In vielen Fällen werden BHKW wärmegeführt betrieben, da ein reiner stromgeführter Betrieb des Blockheizkraftwerkes in aller Regel zu teuer wäre. Dabei sollte die Dimensionierung der Anlage am lokalen Wärmebedarf ausgerichtet sein, um eine hohe Auslastung des BHKW zu erzielen.

2.5.5 Bewertung

BHKW realisieren eine kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme und erzielen einen hohen Gesamtwirkungsgrad. BHKW mit (Gas-)Verbrennungsmotoren sind zurzeit am weitesten verbreitet und kommen in einem breiten Leistungsbereich zum Einsatz. Durch die Verwendung von Biogas ist dabei eine klimaneutrale Betriebsweise möglich. Sofern entsprechende Wärmespeicher vorgehalten werden, kann ein BHKW relativ flexibel in ein Energiemanagement eingebunden werden, beispielsweise ist ein stromgeführter Betrieb auf Basis von Preissignalen möglich. BHKWs haben in einem Microgrid deshalb eine hohe Relevanz.

2.6 Heizkessel

Die oben genannten Wärmeerzeugungstechnologien Solarthermie, Wärmepumpe und BHKW sind heute vorwiegend Ergänzungstechnologien und werden in Verbindung mit anderen konventionellen Wärmeerzeugern, zumeist einem Heizkessel, eingesetzt.

2.6.1 Aufbau

Der Begriff Heizkessel wird für alle technischen Geräte verwendet, die zur Erzeugung von Wärme Brennstoffe verbrennen. Sie erzeugen thermische Energie aus chemischer Energie. Ein Heizkessel besteht typischerweise aus einem Hohlraum (Brennraum, Brennkammer, Feuerkammer), einem Rost, um darauf feste Brennstoffe zu verbrennen, zum Beispiel Holz und Kohle, oder einem Brenner, um darin flüssige oder gasförmige Brennstoffe zu verbrennen. Daneben werden Wasserrohre benötigt, für die Abfuhr der Nutzwärme, sowie eine Abgasanlage. Des Weiteren ist eine Wärmedämmung erforderlich, um mögliche Wärmeverluste an die Umgebung gering zu halten. Moderne Heizkessel haben heute oft noch eine Regelung, mit der sich die Leistung des Kessels bedarfsgerecht anpassen lässt.

2.6.2 Technische Varianten

Je nachdem, welcher Rohstoff zur Beheizung eingesetzt werden soll, stehen heute verschiedene Heizkesselarten zur Verfügung. Die wichtigsten sind Gas-Heizkessel, Öl-Heizkessel, Scheitholzessel und Pelletkessel.

Ein Gas-Heizkessel verbrennt innerhalb seines Brenners Erdgas oder Flüssiggas. Durch den Einsatz eines Flächenbrenners, bei dem die Flamme auf einer porösen Oberfläche verbrennt, kann eine geringere Verbrennungstemperatur realisiert und der Kessel kompakter gebaut werden. Im Öl-Heizkessel erzeugt das Verbrennen und Verdichten des Energieträgers Öl Hitze. Über Pumpen gelangt der Brennstoff zum Brenner. Hier übernehmen Düsen das Einspritzen des flüssigen und leichten Heizöls in die Brennkammer, sodass dieses sich entzündet. Gleichzeitig sorgt ein Gebläse für die Zuführung von Luft. Gas- und Öl-Heizkessel mit Brennwerttechnik sind besonders effizient. Dabei wird das Abgas nach der Verbrennung so weit gekühlt, dass der darin befindliche Wasserdampf kondensiert und die mit sich transportierte Wärme abgibt. Durch Brennwerttechnik ist ein Wirkungsgrad beim Gas-Heizkessel von 110 % und beim Öl-Heizkessel von 105 % erzielbar (Rosenkranz 2016).

In einem Pelletkessel werden als Brennstoff gepresste Stäbchen genutzt, die aus Sägespänen und Holzmehl bestehen. Um eine Pelletheizung mit Brennstoff zu versorgen, ist die vollautomatische oder halbautomatische Pelletzuführung möglich. Zur Pelletlagerung ist ein sehr großer Pelletspeicher erforderlich.

Brennstoffe für den Scheitholzessel können Stückholz, Hackschnitzel, Späne, Pellet und Briketts sein. Die einfachste Bauart sind reine Naturzugkessel, die durch das Öffnen und

Schließen der Brennerklappe gesteuert werden. Ergänzt werden können die Naturzugkessel durch ein Gebläse, das den Brennvorgang steuert und unterstützt.

Heizkessel

2.6.3 Verbreitung

In Abb. 2-11 wird die Marktentwicklung der Wärmeerzeuger von 2008 bis 2017 dargestellt. Mit einem Gesamtanteil an neu eingebauten Wärmeerzeugern von ca. 76 % beherrschen Gaskessel seit Jahren deutlich den Markt.

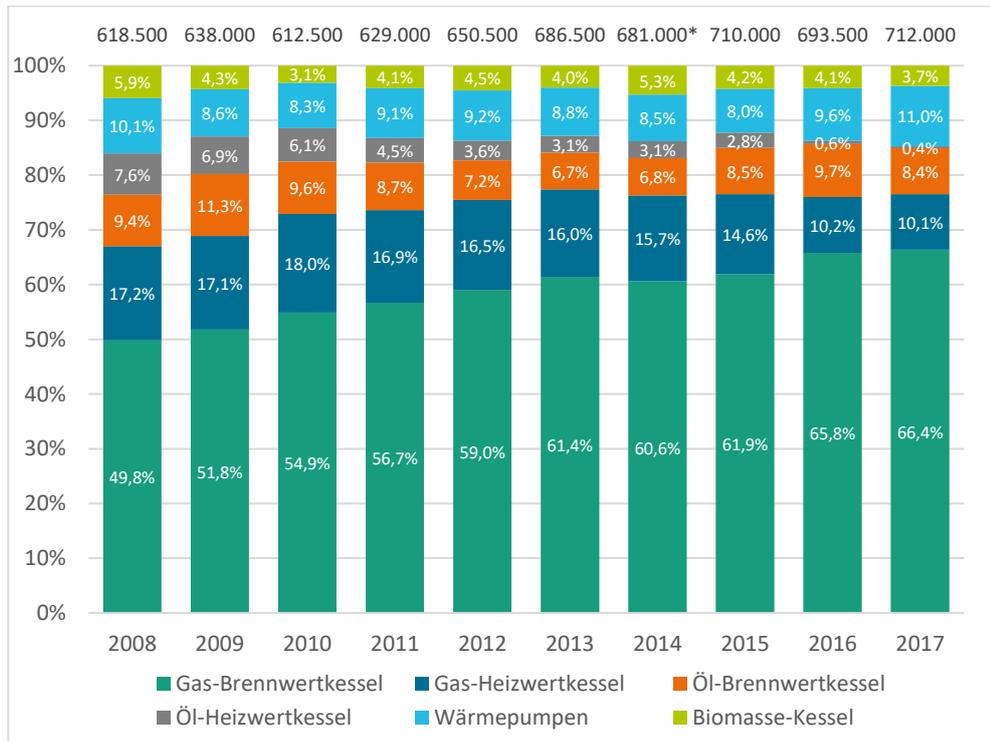
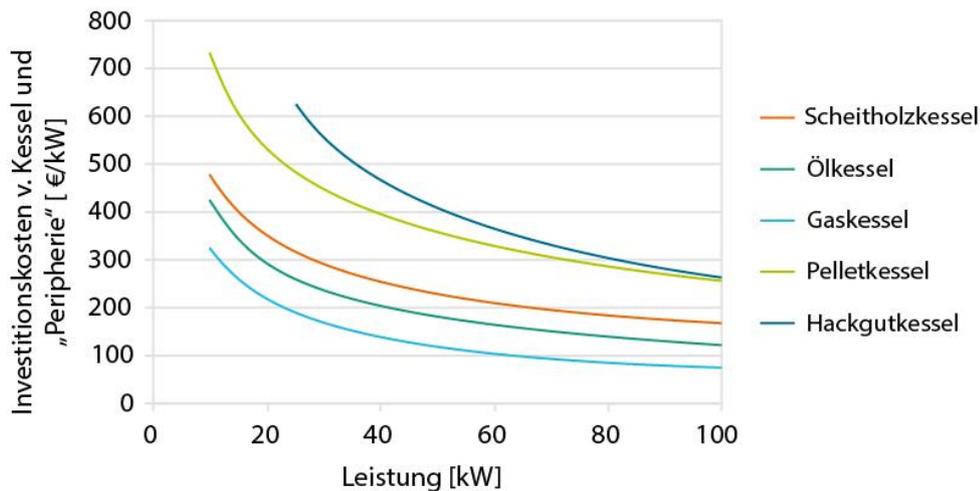


Abb. 2-11: Absatz Wärmeerzeuger Deutschland (* Eine Erweiterung des Meldekreises in der Produktstatistik „Biomassekessel“ im Jahr 2014 führte zu höheren Stückzahlen im Vergleich zum Vorjahr. Die prozentuale Entwicklung zum Vorjahr ist aber negativ) (nach BDH 2018)

2.6.4 Wirtschaftlichkeit

In Abb. 2-12 sind die Investitionskosten von Heizkesseln dargestellt. Festbrennstoffkessel weisen höhere Investitionskosten als klassische Gas- und Öl-Heizkessel auf. Der Gaskessel ist die kostengünstigste Anlage. Mit steigender Anlagengröße sinken die spezifischen Investitionskosten.



.....
Heizkessel
.....

Abb. 2-12: Spezifische Investitionskosten von Heizkessel bis 100 kW inkl. Peripherie (Bezugszeitraum: 2000 bis 2010) (nach Kalt et al. 2009)

Abb. 2-13 zeigt die Preisentwicklung der Brennstoffe für die jeweiligen Heizkesselarten. Die Brennstoffkosten von Pellet- und Scheitholzkesseln sind deutlich günstiger als die von Gas- und Ölkesseln.

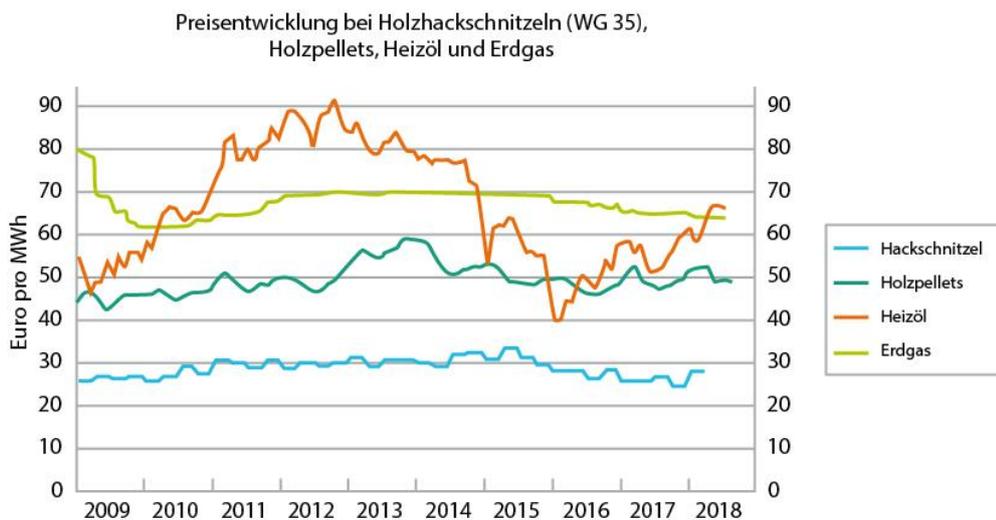


Abb. 2-13: Preisentwicklung bei Holzhackschnitteln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas 2009 bis 2018 (MwSt inklusive) (nach C.A.R.M.E.N. 2018)

2.6.5 Bewertung

Zur Deckung der Wärme-Lastspitzen ist der Heizkessel in einem Microgrid unverzichtbar. Insbesondere Gas-Heizkessel haben viele Vorteile. Die Anschaffungskosten gehören zu den günstigsten unter den Heizarten, weshalb der Gas-Heizkessel seit Jahren den Markt für Wärmeerzeuger dominiert. Außerdem erfordern Gas-Heizkessel einen geringen Platzbedarf und realisieren einen hohen Wirkungsgrad.

2.7 Wärmespeicher

Thermische Energie kann auf verschiedene Weise gespeichert werden. Die Speichertechnologien können in drei grundlegende Systeme unterteilt werden: sensible, latente und thermochemische Wärmespeicherung. Sensible Wärmespeicher verfügen über eine ausgereifte Technik und sind heute deutlich kostengünstiger verfügbar (Sternier et al. 2017).

Warmwasserspeicher gehören zu den am häufigsten verwendeten Speichertypen zur Speicherung sensibler Wärmeenergie, in denen Wasser als Speichermedium zum Einsatz kommt. Typische Anwendung finden diese Speicher in der Heizungstechnik in kleiner bis mittelgroßer Ausführung als Pufferspeicher zur Überbrückung kurzer Zeiträume (Sternier et al. 2017). Die maximale Speichertemperatur beträgt in der Regel 90 °C bis 95 °C. Die minimale Speichertemperatur ist von der Funktion des Speichers abhängig (Corradini et al. 2014).

2.7.1 Aufbau

Warmwasserspeicher für den häuslichen Gebrauch bestehen wegen eines geringen Sauerstoffeintrages in der Regel aus korrosionsunempfindlichen Materialien wie Edelstahl, beschichtetem Stahl oder Kupfer. Bei den als geschlossene Systeme ausgeführten Heizwasser- bzw. Pufferspeichern, die nur einen sehr geringen Sauerstoffeintrag haben, kann unveredelter und unbeschichteter Stahl verwendet werden. Zur Vermeidung von Wärmeverlusten ist ein gutes Oberflächen-Volumen-Verhältnis vorteilhaft. In der Regel werden in vielen Anwendungsfällen zylindrische Warm- und Heißwasserspeicher verwendet, die über eine gute Schichtung verfügen. Typische Verhältnisse von Höhe zu Durchmesser des Speichers sind 2:1 bis 5:1 (Fisch 2005). Da bei sensiblen Energiespeichern die Temperaturdifferenzen zwischen Speichermedium und Umgebung in der Regel größer sind als bei den anderen Speicherarten, spielt hier die Wärmedämmung eine große Rolle. Dämmstoffe sind z. B. Schaumstoffe, Mineralwolle, Schaumglas oder auch Glaswolle (Sternier et al. 2017).

2.7.2 Technische Varianten

Moderne Speichertypen werden für praktisch alle Anwendungsfälle und Leistungsbereiche angeboten. Generell unterscheidet man zwischen Trinkwarmwasserspeicher, Pufferspeicher und Kombispeichern (BDH 2011). Trinkwarmwasserspeicher sorgen für die Speicherung des Trinkwassers, während Pufferspeicher das Heizsystem unterstützen. Unverzichtbar sind Pufferspeicher bei der Einbindung einer Niedertemperatur-Wärmeerzeugung wie z. B. Solarthermieanlagen. Kombispeicher kombinieren die Warmwasserspeicherung sowohl für die Heizungsunterstützung als auch für die Trinkwassererwärmung in einem größeren Behälter.

Bei Warm- und Heißwasserspeichern gibt es sowohl direkte als auch indirekte Be- und Entladekonzepte. Bei der direkten Beladung ist das Wärmespeichermedium gleichzeitig das Wärmeüberträgerfluid. Es liegt keine hydraulische Trennung vor. Ein Beispiel hierfür sind Pufferspeicher. Vorteile bei der direkten Be- und Entladung sind die einfache Bauweise und der Wegfall innerer Speichereinbauten. Bei der indirekten Beladung des Speichers wird über Wärmetauscher Wärme an das Speichermedium abgegeben. Ein Beispiel hierfür ist der Tank-im-Tank-Speicher. Vorteil der indirekten Be- und Entladung ist der bessere Schutz vor Korrosion, Verschmutzung und Speichermaterialverlust, da die Speicher geschlossene Systeme sind und keine Stoffanbindung an die Umwelt besteht (Sternier et al. 2017).

Eine neue technische Variante ist der Schichtenspeicher, dessen natürliche Temperaturschichtung, teilweise konstruktiv unterstützt, besonders ausgenutzt wird. Dieser Temperaturschicht liegt zugrunde, dass warmes Wasser eine geringere Dichte hat als kaltes und sich deshalb immer über diesem schichtet. Ein großer Vorteil liegt darin, dass dem Speicher besonders schnell heißes Wasser entnommen werden kann, weil zunächst nur ein kleiner Speicherbereich auf Temperatur gebracht werden muss. Ein weiterer positiver Effekt ist, dass durch die geschichtete Beladung die Rücklauftemperaturen im Solarkreis länger niedrig gehalten werden können. So treten weniger Verluste in der Rücklaufleitung und den Kollektoren auf (Corradini et al. 2014). Folglich werden der solare Deckungsgrad und die Systemeffizienz gesteigert.

2.7.3 Wirtschaftlichkeit

Abb. 2-14 zeigt die Nettokosten pro Liter Speichervolumen bzw. pro kWh Speicherkapazität in Abhängigkeit von der Speichergröße und Speicherart. Grundsätzlich sinken die spezifischen Wärmespeicherkosten mit steigendem Speichervolumen. Außerdem unterscheiden sich die spezifischen Wärmespeicherkosten zwischen verschiedenen Speicherarten. Die spezifischen Kosten bei Trinkwasser- und Kombispeichern sind deutlich höher als beim Pufferspeicher.

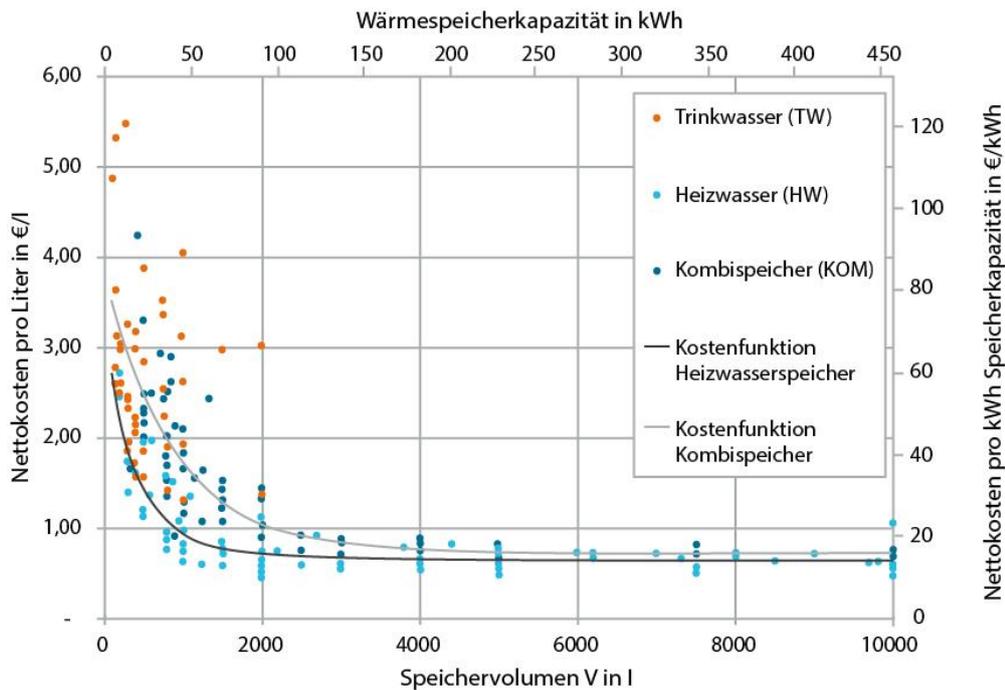


Abb. 2-14: Spezifische Wärmespeicherkosten (nach Samweber et al. 2017)

2.7.4 Bewertung

Warmwasserspeicher fungieren als zentraler Bestandteil einer modernen Heizungs- und Warmwasserversorgung in Wohn- und Bürogebäuden, die man mit einer solarthermischen Anlage, Wärmepumpe oder BHKW kombinieren kann. Deshalb ist ein Wärmespeicher als eine Komponente im Microgrid unverzichtbar. Im Hinblick auf die Vorteile von kürzerer Aufheizzeit und weniger Verlust werden Schichtenspeicher immer relevanter. Im Vergleich zu elektrischen Speichersystemen sind Wärmespeicher deutlich kostengünstiger. Sie können, bei entsprechenden Wärmebedarfen, eine alternative bzw. Ergänzung zu Stromspeichern im Microgrid darstellen (Sektorkopplung Strom-Wärme).

2.8 Kältemaschine

Eine Kältemaschine arbeitet prinzipiell genau wie eine Wärmepumpe. Während eine Wärmepumpe jedoch dafür eingesetzt wird, einen Raum durch Aufnahme von Wärme aus einem kälteren Bereich zu erwärmen, nimmt eine Kältemaschine Wärme aus einem zu kühlenden Raum auf und gibt sie nach außen ab. In dieser Studie werden Kompressionskältemaschinen und Absorptionskältemaschinen betrachtet.

2.8.1 Kompressionskältemaschine

Die Kompressionskältemaschine (KKM) wird analog zur betrachteten Wärmepumpe aus Kapitel 2.4 mittels elektrischer Energie in einem mechanischen Verdichter angetrieben (siehe Abb. 2-15).

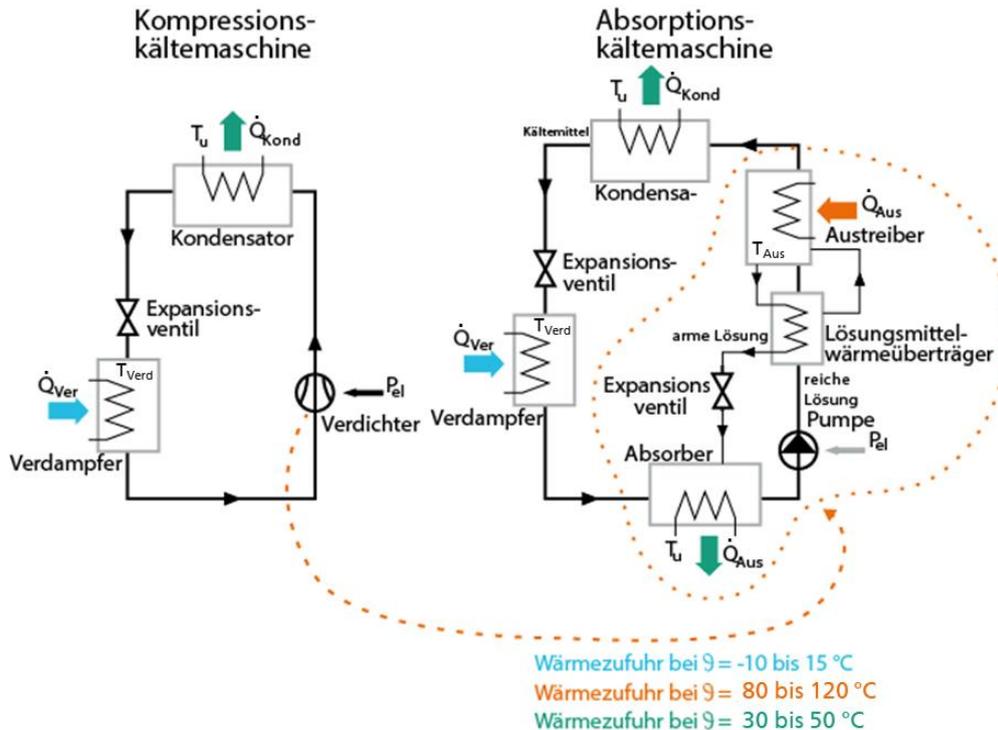


Abb. 2-15: Aufbau einer Kompressionskälte- (links) und einer Absorptionskältemaschine (rechts) (nach ITW 2013)

Mit KKM können Temperaturen weit unter der Umgebungstemperatur erzielt werden (üblicherweise 6 °C Vorlauf/ 12 °C Rücklauf, aber auch < 0 °C möglich). Außerdem gelten KKM als bewährte Technik. Nachteil der KKM ist der relativ hohe Energieverbrauch in Verbindung mit hohen Energiekosten.

Der Kompressionskälteprozess ist das am meisten genutzte Verfahren für die Kälteerzeugung. Er wird z. B. im Kühlschrank oder bei der Autoklimaanlage angewendet. Zudem ist er im industriellen Bereich sowie bei der Lebensmittelkühlung oder der Klimatechnik weit verbreitet. In der Kälte- und Klimatechnik kommt heute zu mehr als 90 % der Kompressionskälteprozess zur Anwendung (Siemens 2017).

2.8.2 Absorptionskältemaschine

Der Absorptionskälteprozess nutzt Wärme als Antriebsenergie. Durch die Zufuhr von Wärme wird ein Kältemittel aus einem Lösungsmittel/Kältemittelgemisch bei einem Temperaturniveau von 80 bis 120 °C verdampft. Dieser Kältemitteldampf wird im

Kondensator verflüssigt und nach der Druckabsenkung durch das Expansionsventil im Verdampfer bei niedrigen Temperaturen (-10 °C bis 15 °C) verdampft (ITW 2013).

Stromspeicher

Die Absorptionskältemaschine (AKM) arbeitet mit einer thermischen Verdichtung (siehe Abb. 2-15). Im Gegensatz zum Kompressionskälteprozess wird der Kältemitteldampf nicht verdichtet, sondern mit dem Lösungsmittel (arme Lösung) gemischt. Die arme Lösung wird dazu aus dem Austreiber abgeführt und über das Expansionsventil in den Absorber geleitet. Im Absorber wird der Kältemitteldampf mit dem Lösungsmittel, der armen Lösung, in Kontakt gebracht. Der Dampf wird von der armen Lösung absorbiert, wodurch der Ammoniakanteil der armen Lösung ansteigt. Die arme Lösung wird dadurch zur reichen Lösung. Die reiche Lösung kann als inkompressibel angesehen werden. Damit kann sie mit einer Lösungsmittelpumpe auf ein höheres Druckniveau gepumpt werden, ohne dass Verdichtungsarbeit anfällt. Die benötigte elektrische Energie ist dabei deutlich geringer als bei einem Verdichter in einer Kompressionskältemaschine.

Mit AKM lässt sich eine bessere Auslastung z. B. der KWK-Anlage sowie der Solarthermieanlage erreichen, da die Wärme besser genutzt wird. Daneben kann die Kälteversorgung mit AKM autark von der elektrischen Energieversorgung werden. Außerdem ist der Wartungsaufwand bei AKM gegenüber KKM geringer, aber die Gesamtinvestitionskosten von AKM sind viel höher als bei KKM. Ein weiterer Nachteil ist eine schlechtere Leistungszahl (ca. 1,1) gegenüber den KKM (Watter 2015).

2.8.3 Bewertung

Zurzeit dominieren KKM den Markt für Kälteerzeuger und werden in vielen Bereichen angewendet. Aufgrund ihrer Flexibilität können sie dabei in einem Energiemanagement gut als steuerbarer Verbraucher berücksichtigt werden. In den Fällen, wo Wärme auf relativ hohem Temperaturniveau vorliegt, z. B. in Verbindung mit BHKW und Solarthermieanlagen, sind AKM zur Raumklimatisierung eine sinnvolle Alternative.

2.9 Stromspeicher

Im Stromsystem sorgt der Energiespeicher durch Laden und Entladen für eine zeitliche Verschiebung der Stromerzeugung und damit für den zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Die Technologien der Stromspeicherung zeichnen sich durch eine sehr große Vielfalt aus. Nach der physikalischen Form der gespeicherten Energie werden die Speichertechnologien in elektrische, elektrochemische, chemische, thermische, mechanische und thermomechanische Speicher klassifiziert. Im Sektor erneuerbare Energie werden hauptsächlich elektrochemische Energiespeicher verwendet, die weiter in Niedertemperatur-Batterien wie z. B. Blei-, Nickel- und Lithium-Batterien und Hochtemperatur-Batterien wie Natrium-Schwefel-Batterien eingeteilt werden. Ferner wird zwischen Batterien mit externem Speicher wie Redox-Flow-Batterien und internem Speicher – was für die meisten Batterien zutrifft – unterschieden.

2.9.1 Blei-Säure-Batterien

Das Blei-Schwefelsäure-System als eines der bekanntesten elektrochemischen Systeme hat eine inzwischen 150 Jahre alte Entwicklungsgeschichte. Die Elektroden bestehen aus Blei und Bleioxid und die Elektrolytlösung aus Schwefelsäure.

Eine wichtige Energiegröße ist die Energiedichte. Bei Blei-Säure-Akkus beläuft sich die Energiedichte in der Praxis auf 40-100 kWh/m³. Die Selbstentladungsrate, welche durch die elektrolytische Zersetzung von Wasser entsteht, ist geringer als 0,5 % am Tag. Insgesamt haben Blei-Säure-Akkus einen Wirkungsgrad um 70 bis 80 %, eine Lebensdauer von 300 bis 2000 Ladezyklen und somit eine ungefähre Lebenszeit von zehn Jahren (Kurzweil et al. 2015).

Wichtig ist bei Akkumulatoren die Betrachtung einer zusätzlichen Kenngröße, die Entladungstiefe (engl. Depth-of-Discharge DOD). DOD_{max} definiert in der Praxis den Prozentsatz der maximalen Energieentnahme bezogen auf die Gesamtkapazität und somit die tatsächlich nutzbare Energie. Bei Blei-Säure-Batterien beträgt die DOD 50 % bis 60 %, was durch die hohe Differenz zwischen installierter und nutzbarer Kapazität erkennbar ist (siehe Abb. 2-16). Das Ziel ist, die Alterungsprozesse wie Sulfatierung bei niedrigen Ladezuständen oder Ausfall von Aktivmaterial durch mechanischen Stress zu vermeiden und dadurch akzeptable Lebensdauern zu gewährleisten (Figgenger et al. 2017).

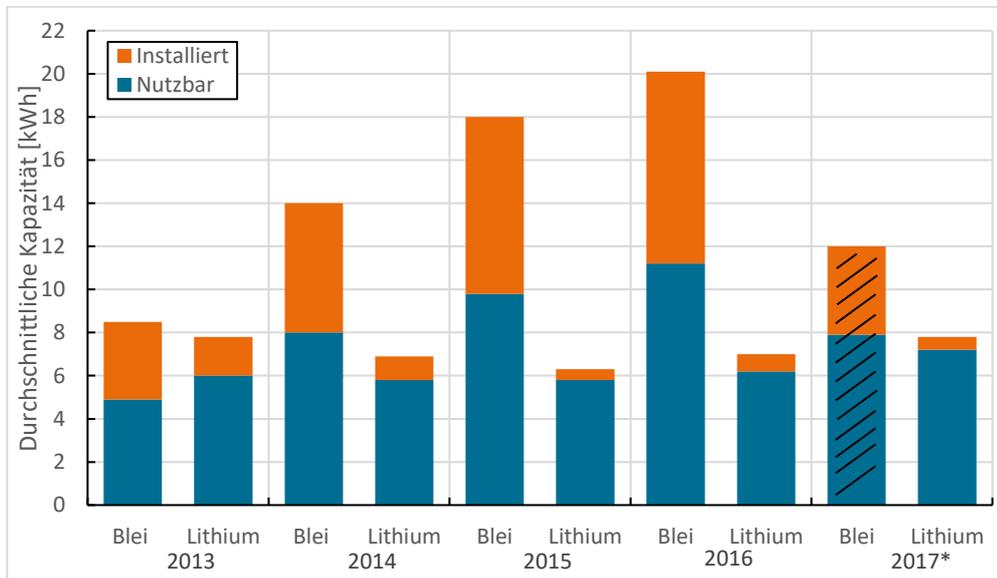


Abb. 2-16: Entwicklung der durchschnittlichen Speicherkapazitäten von Solarstromspeichern von Mai 2013 bis April 2017. *) Die Anzahl an Bleispeichern im laufenden Jahr 2017 wird mit 11 Systemen als nicht repräsentativ eingestuft (nach Figgenger et al. 2017)

2.9.2 Lithium-Batterien

Bei den Lithium-Ionen-Akkumulatoren besteht die negative Elektrode aus Kohlenstoff, die positive aus einem Metalloxid und das Elektrolyt aus Lithiumsalzen in einem

organischen Lösungsmittel. Als Aktivmaterialien für die positive und negative Elektrode sind verschiedene Verbindungen möglich. Lithium-Ionen-Zellen variieren daher in der Zellspannung und spezifischen Kapazität. Die typischen Werte für die Energiedichte liegen zwischen 200 und 500 kWh/m³ und somit vierfach höher als bei Blei-Säure-Batterien (Blank 2017). Die typische Zellspannung liegt etwas höher als bei Blei-Säure-Akkumulatoren im Bereich von 2,3 V bis 3,9 V (Sternner et al. 2017).

Der Wirkungsgrad der Li-Ionen-Akkus kann bei über 90 % liegen. Dies ist zum Teil auf die sehr geringe Selbstentladungsrate von 0,07 % pro Tag zurückzuführen. Ein weiterer Vorteil ist der kaum ausgeprägte Memory-Effekt (durch zu häufige Teilentladungen entstehender Kapazitätsverlust), sodass die Leistung relativ konstant bleibt (Blank 2017). Im Vergleich zu Blei-Batterien ist der Ausnutzungsgrad der Lithium-Batterien mit über 90 % ebenfalls höher (siehe Abb. 2-16).

2.9.3 Redox-Flow-Batterien

Im Unterschied zu Blei- und Lithium-Batterien befindet sich der Speicher bei Redox-Flow-Batterien (RFB) extern. Die galvanische Zelle einer RFB ist durch die Membran in zwei Halbzellen unterteilt. Die energiespeichernden Elektrolyte werden in zwei voneinander getrennten Kreisläufen, welche über eine Membran miteinander verbunden sind, durch die Zelle gepumpt. Über die Membran findet ein Ionenaustausch statt. Durch die räumliche Trennung von Speicherbehältern und der Reaktionszelle können die Einheiten Energie und Leistung beliebig und unabhängig voneinander reguliert werden. Der elektrische Wirkungsgrad der Redox-Flow-Zelle liegt bei ca. 90 %. Betrachtet man jedoch den Wirkungsgrad unter Berücksichtigung der Verluste durch sogenannte Peripheriegeräte wie Pumpen, so wird ein Wirkungsgrad zwischen 70 % und 80 % erzielt.

Der bekannteste und gut erforschte Typ ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Des Weiteren sind andere Materialpaarungen wie zum Beispiel Eisen-Chrom-, Polysulfid-Bromid-, Zink-Brom- und Zink-Cerium-Redox-Flow-Zellen möglich. Im Vergleich zu anderen elektrochemischen Batterietechnologien haben RFB eine sehr hohe Lebensdauer und Zyklenzahlen von 13.000. Nachteile sind die relativ geringe Energie und Leistungsdichte. Als weitere Schwäche ist die teure Wartung der Pumpen und Ventile anzuführen, die zusätzliche potenzielle Störfaktoren darstellen. Interessant ist diese Speichertechnologie vor allem für große stationäre Speichersysteme bis 100 MWh.

2.9.4 Weitere Speichertechnologien

Es gibt noch andere Technologien, die elektrische Energie speichern können. Im Bereich elektrische Energiespeicher gibt es Kondensatoren und Spulen, denen der Nachteil von extrem geringen Energiedichten sowohl auf das Volumen als auch auf das Gewicht bezogen gegenübersteht. Des Weiteren sind sie mit exorbitant hohen Kosten verbunden (Sternner et al. 2017). Zu den elektrochemischen Energiespeichern gehört der Natrium-Schwefel-Akkumulator, eine Hochtemperaturbatterie mit einer Betriebstemperatur von

über 300 °C. Eine große Einschränkung dieser Batterie ist die geringe Anzahl kommerzieller Hersteller. Weltweit sind nur japanische Produzenten von Bedeutung. Aufgrund der Abhängigkeit von geografischen Anforderungen bei der Ausbauplanung von Pumpspeicherwerken, Druckluftspeichern und Lageenergiespeichern können solche Technologien in Microgrids kaum Berücksichtigung finden. Außerdem sind diese Energiespeicher nur für große Speicherkapazitäten (MWh- bis GWh-Maßstab) geeignet. Deshalb werden sie im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Stromspeicher

2.9.5 Verbreitung und Wirtschaftlichkeit

Die zurzeit verbreitetsten Batterietechnologien für dezentrale Solarstromspeicher sind Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien. Dabei haben die Speichersysteme auf Lithium-Ionen-Basis die Bleispeicher vermehrt vom Markt verdrängt (siehe Abb. 2-17). Im laufenden Halbjahr 2017 wurden bereits ca. 98 % der neu installierten Speichersysteme mit Lithium-Ionen-Batterien ausgestattet (Figgenger et al. 2017).

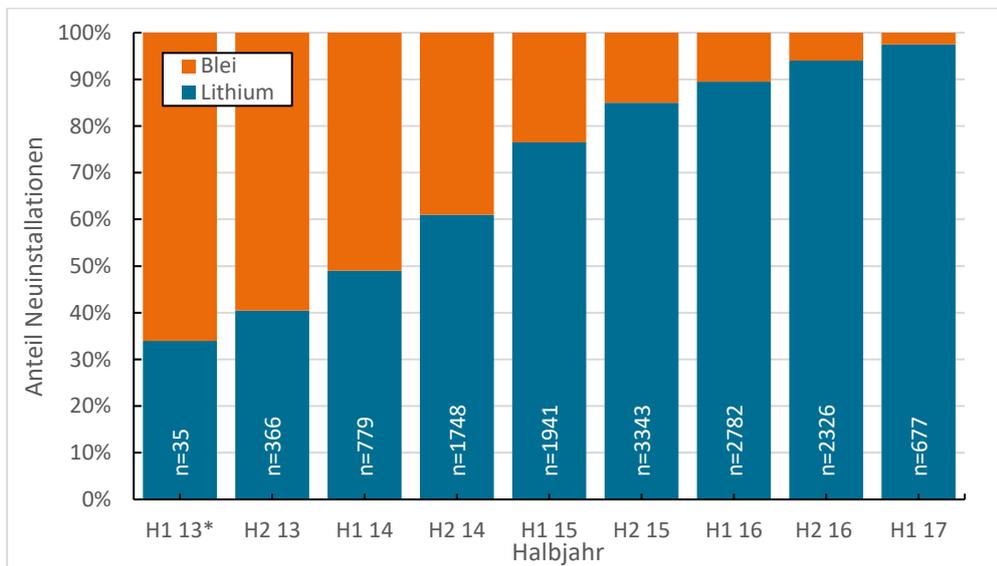


Abb. 2-17: Anteil der Batterietechnologien der beim Speichermonitoring registrierten PV-Speicher nach Anzahl von Mai 2013 bis April 2017 (nach Figgenger et al. 2017)

Häufig werden bei Vergleichen der Batteriesysteme die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die installierte Leistung (€/kW) oder die Speicherkapazität (€/kWh) angegeben. Bei elektrochemischen Speichern tritt die Entladungstiefe auf, die bei Vergleichen der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden muss. Wie oben erläutert, definiert DOD in der Praxis den Prozentsatz der maximalen Energieentnahme bezogen auf die Gesamtkapazität und somit die tatsächlich nutzbare Energie. Aus diesem Grund werden hier die Speichersystempreise pro Kilowattstunde der nutzbaren Batteriekapazität von Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien angegeben (siehe Abb. 2-18). Die Preise für PV-Speichersysteme mit Lithium-Ionen-Batterien sind in den letzten fünf Jahren rasant gefallen. Seit 2013 fielen die durchschnittlichen Endverbraucherpreise für Lithium-Ionen-Zellen um über 45 %. Dies entspricht einer

jährlichen Preisdegression von ca. 10 %. Im Vergleich dazu sind die durchschnittlichen Endverbraucherpreise für Speichersysteme mit Blei-Säure-Batterien nur um knapp 16 % gesunken (Figgenger et al. 2017).

Stromspeicher

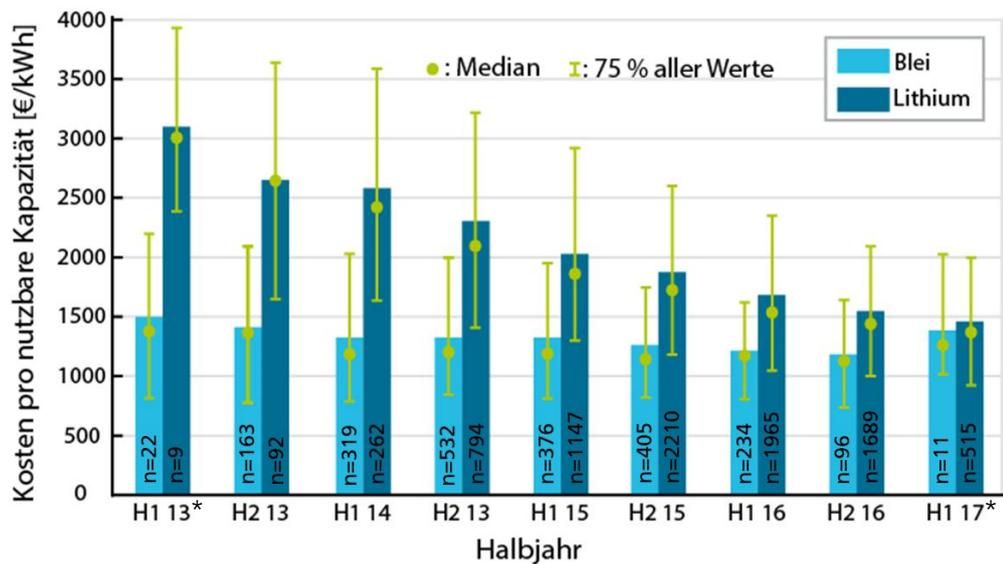


Abb. 2-18: Entwicklung der durchschnittlichen Endverbraucherpreise von Solarstromspeichern von Mai 2013 bis April 2017 pro nutzbare Kilowattstunde (* Die Anzahl aller Systeme in H1 13 und diejenigen der Blei-Systeme in H1 17 wird als nicht repräsentativ eingestuft.) (nach Figgenger et al. 2017)

Die Kosten pro nutzbarer Speicherkapazität hängen sehr stark sowohl von der Stückzahl der Zellen als auch von der Speichergroße (MW- oder kW-Maßstab) ab (Sternner et al. 2017). In dem Projekt „Speichermonitoring“ wird angemerkt, dass sich der Markt für Solarstromspeicher in einem andauernden Wandel befindet. Wegen des Markteintritts großer Unternehmen der Automobilbranche werden die Preise durch Skaleneffekte weiter sinken (Figgenger et al. 2017).

RFB stehen noch ganz am Anfang der Marktdurchdringung. Da RFB gerade bei großen Leistungen und hohen Kapazitäten im Megawatt- bzw. Megawattstunden-Bereich Vorteile bieten, richten sich die Forschungsbemühungen primär auf die kostengünstige Herstellung und Optimierung auf unterschiedliche Anwendungsfälle. In Europa werden Vanadium-Redox-Batterien in unterschiedlichen Modellen (10 kW, 20 kW, 30 kW und 200 kW) angeboten. Auch viele neu gegründete Unternehmen arbeiten derzeit an möglichst kleinen RFB mit wenigen Kilowattstunden Speicherleistung, die mit dem Hausanschluss und der Photovoltaikanlage kompatibel sind. Ein großes Potenzial in Bezug auf Anwendungsfälle mit kleiner Leistung und die Weiterverbreitung sind in der Zukunft zu erwarten (energie-experten.org).

Die Investitionskosten von RFB betragen 710-1790 €/kW (Sternner et al. 2017). Diese entstehen hauptsächlich aufgrund der sehr wartungs- und kostenintensiven Membran. Die Stromgestehungskosten von 0,31 €/kWh sind hier sehr hoch. Wirtschaftlich rentabel sind zurzeit Anlagen mit besonders großen Speichertanks für hohe Kapazitäten und relativ geringe Konverterleistungen (Blank 2017).

2.9.6 Bewertung

Anhand der oben genannten Aspekte aus Sicht der technischen Daten, der Verbreitung und der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Speichersysteme weisen Lithium-Batterien viele Vorteile auf. Lithium-Batterien haben eine höhere Energiedichte und gute Ausnutzungsgrade. Die Kosten der Lithium-Batterien sind kontinuierlich gesunken und es gibt immer noch ein großes Senkungspotenzial. Bereits heute dominieren sie deshalb den Batterie-Markt. Für Microgrids sind elektrische Batteriespeicher für ein elektrisches Lastmanagement, insbesondere zur Spitzenlastbegrenzung sowie der Erhöhung von Eigenverbrauch und Autarkie, unverzichtbar. Aufgrund der Flexibilität und Ansprechzeiten sind Lithium-Batterien hierfür besonders geeignet. Redox-Flow-Batterien bieten gut skalierbare Möglichkeiten zur Langzeitspeicherung hoher Energiemengen, haben aber erst sehr geringe Marktanteile.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Microgrids definieren sich dadurch, dass komplexe Energiesysteme, unter der Berücksichtigung von Sektorenkopplung (Wärme-Kälte-Strom-Mobilität), intelligent betrieben werden. Wesentlich für eine flexible Steuerung sind dabei Speichersysteme, steuerbare Verbraucher und zugehörige Energiemanagementsysteme. Microgrids könnten zukünftig immer stärker die bisherigen ungesteuerten Systeme ablösen, da die Anforderungen an die Infrastruktur steigen. Getrieben wird dies beispielweise durch die zunehmend dezentrale Stromerzeugung durch Erneuerbare Energiequellen aber auch durch neue Verbraucher wie die Elektrofahrzeuge. Zusätzlich sollen im Rahmen der Energiewende auch die Sektoren Wärme und Mobilität an den potenziell klimaneutral gestaltbaren Stromsektor angebunden werden.

Im Rahmen der hier vorliegenden Studie wurden verschiedene Komponenten vorgestellt und hinsichtlich ihrer Einsatzmöglichkeiten in modernen Microgrids bewertet. Der Fokus lag dabei auf Wärme- und Stromerzeugern (Wärmepumpe, Solarthermie, Heizkessel, BHKW, PV und KWEA), Wärme- und Stromspeichern (Wärmespeicher, Batteriespeicher, Redox-Flow-Speicher) sowie den Kälteerzeugern (KKM, AKM). Die in der Studie betrachteten Komponenten stellen somit nur einen Ausschnitt aller möglichen Technologien dar. Insbesondere die Thematik der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge verdient eine weiterführende Aufmerksamkeit, da hier unter Umständen große Leistungen über mehrere Stunden aufgebracht werden müssen. Als potenziell steuerbare Verbraucher können Ladestationen in einem Microgrid eine wesentliche Komponente darstellen. Weiterhin gilt es die Entwicklungen im Bereich der Power2X Technologien genau zu beobachten. Hier findet eine Sektorkopplung von Strom zu Gas (Wasserstoff oder Methan) oder zur Treibstoffsynthese statt. Da Gasnetze sowohl als Speicher als auch als Transportmittel dienen können, spielen diese Technologien zukünftig auch für eine überregionale Optimierung der Energieversorgung eine wichtige Rolle. Gas bietet dabei den Vorteil, dass es zu Spitzenlastzeiten wieder zur Stromproduktion herangezogen werden kann (BHKW, Brennstoffzelle) oder einfach für die Wärmeversorgung genutzt wird. Ebenfalls relevante Entwicklungen gibt es in der Netzinfrastruktur selbst, beispielsweise werden bereits Gleichstromnetze zur effizienteren lokalen Verknüpfung der Komponenten in Microgrids angewendet.

Kern eines jeden Microgrids ist aber eine intelligente Steuerung, welche möglichst nicht nur den lokalen Energiefluss steuert, sondern auch auf externe Parameter, wie dynamische Strompreise, Anforderungen für Netzdienstleistungen, Wetterprognosen etc. reagieren kann. Mit der Entwicklung standardisierter Schnittstellen und einer zunehmenden Verbreitung von Microgrids könnte der Aufbau eines überregionalen Smart Grid bottom up erfolgen.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1: Entwicklung der Strompreise für Haushalte (Jahresverbrauch von 3.500 kWh) und Industrie (Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh) in Deutschland 1998-2018 (Datenquelle: BDEW 2018)	6
Abb. 2-1: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße (nach Wirth 2018)	11
Abb. 2-2: Preisentwicklung der durchschnittlichen Systempreise für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen (nach Wesselak et al. 2016, S. 105)	12
Abb. 2-3: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018 (nach Kost et al. 2018)	13
Abb. 2-4: Rotortypen vertikaler Windkraftanlagen (nach Schmelmer et al. 2015)	15
Abb. 2-5: Zubau an Solarwärmesystemen in Deutschland (gerundete Werte, Abbau von Altanlagen nicht berücksichtigt) (nach BSW-Solar 2018)	18
Abb. 2-6: Absatzzahlen von elektrischen Heizwärmepumpen nach Art der Wärmepumpe in Deutschland (nach Born et al. 2017)	22
Abb. 2-7: Kostenkurve der Luft-Wasser-Wärmepumpe (nach Wolf et al. 2014)	23
Abb. 2-8: Bestand von BHKW-Anlagen in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2017 (Datenquelle: BAFA 2018)	26
Abb. 2-9: Anteil des Gesamtbestandes BHKW nach Leistungsgrößen (Datenquelle: BAFA 2018)	26
Abb. 2-10: Preise für Erdgas BHKW ohne gesetzliche Mehrwertsteuer (Datenquelle: ASUE 2016)	27
Abb. 2-11: Absatz Wärmeerzeuger Deutschland (* Eine Erweiterung des Meldekreises in der Produktstatistik „Biomassekessel“ im Jahr 2014 führte zu höheren Stückzahlen im Vergleich zum Vorjahr. Die prozentuale Entwicklung zum Vorjahr ist aber negativ) (nach BDH 2018)	29
Abb. 2-12: Spezifische Investitionskosten von Heizkessel bis 100 kW inkl. Peripherie (Bezugszeitraum: 2000 bis 2010) (nach Kalt et al. 2009)	30
Abb. 2-13: Preisentwicklung bei Holzhackschnitzeln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas 2009 bis 2018 (MwSt inklusive) (nach C.A.R.M.E.N. 2018)	30
Abb. 2-14: Spezifische Wärmespeicherkosten (nach Samweber et al. 2017)	33
Abb. 2-15: Aufbau einer Kompressionskälte- (links) und einer Absorptionskältemaschine (rechts) (nach ITW 2013)	34
Abb. 2-16: Entwicklung der durchschnittlichen Speicherkapazitäten von Solarstromspeichern von Mai 2013 bis April 2017. *) Die Anzahl an Bleispeichern im laufenden Jahr 2017 wird mit 11 Systemen als nicht repräsentativ eingestuft (nach Figgenger et al. 2017)	36

Abb. 2-17: Anteil der Batterietechnologien der beim Speichermonitoring registrierten PV-Speicher nach Anzahl von Mai 2013 bis April 2017 (nach Figgner et al. 2017) 38

Abb. 2-18: Entwicklung der durchschnittlichen Endverbrauchersystempreise von Solarstromspeichern von Mai 2013 bis April 2017 pro nutzbare Kilowattstunde (* Die Anzahl aller Systeme in H1 13 und diejenigen der Blei-Systeme in H1 17 wird als nicht repräsentativ eingestuft.) (nach Figgner et al. 2017) 39

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Marktanteile, Wirkungsgrad und spezifische Kosten von Wechselrichtern für den Betrieb von Photovoltaikanlagen (nach Burger 2015).....	11
Tabelle 2-2: Kosten der Wärmepumpe mit verschiedene Techniken in einem durchschnittlichen Wohnhaus (Datenquelle: Schmitz 2018)	23

Literaturverzeichnis

- Appelhans et al. 2014** APPELHANS, Kirsten ; EXNER, Stephan ; BRACKE, Rolf: *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes : Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum, 2014
- ASUE 2016** ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V.; KLEIN, Carmen; ROZANSKI, Kostja; GAILFUB, Markus: *BHKW-Kenndaten-2014/2015*. Berlin 2014
- BAFA 2018** BAFA: *KWK Statistik Zulassungen 2009 bis 2017*. URL http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_statistik_zulassungen_2009_17.pdf?__blob=publicationFile&v=10, 1.12.2018
- BDEW 2018** BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018: Haushalte und Industrie*. Berlin, 2018
- BDH 2011** BUNDESINDUSTRIEVERBAND DEUTSCHLAND HAUS-, ENERGIE- UND UMWELT-TECHNIK E.V.: *Warmwasserspeicher - Vom Trinkwasserspeicher bis hin zu modernen multivalenten Systemen*. 2011
- BDH 2018** BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN HEIZUNGSINDUSTRIE: *10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland*. 2018
www.energiestage.de/fileadmin/user_upload/2018/Vortraege/2.02_Luecke_Weichen_richtig_gestellt.pdf, 1.12.2018
- Blank et al. 2017** BLANK, Jürgen E.; ADLER, Sonja; BOILEAU, Pierre: *Speichertechnologien*. Kaiserslautern: 2017
- BMWi 2018** BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Stand: August 2018
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=38, 1.12.2018
- Born et al. 2017** BORN, Holger ; WILLENBRINK, Stefan ; LANGE, Helen: *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes : Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum, 2017
- BSW-Solar 2018** BSW-SOLAR: *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. 2018
- Burger 2015** BURGER, B.: *Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2014*. Fraunhofer ISE, Freiburg 2015
- BWE 2011** BUNDESVERBAND WINDENERGIE E.V.: *Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen*. 2011
- BWP 2015** BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE: *BWP-Branchenstudie 2015. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen*. Berlin, 2015
- BWP 2018** BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE E.V.: *BWP Marktzahlen 2017: Wärmepumpen-Absatz wächst deutlich*. URL <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemittelungen/details/bwp-marktzahlen-2017-waermepumpen-absatz-waechst-deutlich/>, 4.9.18
- C.A.R.M.E.N. 2018** C.A.R.M.E.N.: *Preisentwicklung bei Holzhackschnitzeln, Holzpellets, Heizöl und Erdgas 2009 bis 2018*. URL <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/graphiken/120-der-pellet-preis-index-graghiken>, 7.9.18

- Corradini 2014** CORRADINI, R.; SUTTER, M.; LEUKEFELD, T.; PRUTTI, C. ET AL.: *Solarthermie: Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern*. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2014
- Crastan et al. 2018** CRASTAN, Valentin; WESTERMANN, Dirk: *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*. 2. Aufl. : Springer Vieweg, 2018
- dena 2012** DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin, 2012
- DOE 2012** TON, Dan T.; SMITH, Merrill A.: *The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative*. The Electricity Journal, 1040-6190, S.84-94 Elsevier Inc., 2012
- Droste-Franke 2009** DROSTE-FRANKE, Bert ET AL.: *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke: Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- Ebert 2012** EBERT, Volkmar ET AL.: *Fahrplan Solarwärme: Strategie und Maßnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030*. 2012
- Energie-experten.org** ENERGIE-EXPERTEN.ORG: *Redox-Flow-Batterie: Flüssige Stromspeicher für Solaranlagen*. <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/redox-flow-batterie.html>, 4.9.2018
- Figgener et al. 2017** FIGGENER, Jan ET AL.: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0*. Jahresbericht 2017 (48). ISEA RWTH Aachen, 2017
- Fisch 2005** FISCH, N.: *Wärmespeicher*, 4. Aufl. TÜV-Media GmbH, ISBN 3-8249-0853-0, Köln: 2004
- Fischer et al. 2012** FISCHER, C.; BROMMER, E.; GRÖGER, J.: *PROSA Photovoltaik Wechselrichter, Entwicklung der Vergabekriterien für ein klimaschutzbezogenes Umweltzeichen*. Freiburg, 2012
- Hatzigargyriou 2014** HATZIARGYRIOU, Nikos D.: *Microgrids: Architectures and Control*. Wiley-IEEE (2014)
- ITW 2013** ITW: *Kältetechnik*. URL <http://www.itw.uni-stuttgart.de/forschung/forschungsgebiete/kaeltetechnik/Absorptionskaeltemaschine.html>. – Aktualisierungsdatum: 2013-09-04 – Überprüfungsdatum 2018-09-10
- IWR 2018** IWR: *Solarthermiemarkt Deutschland*. <https://www.solarbranche.de/ausbau/deutschland/solarthermie>. 26.6.2018
- Jüttemann 2017** JÜTTEMANN, Patrick: *Wegweiser Kleinwindkraft* (2017), https://www.klein-windkraftanlagen.com/wp-content/uploads/2017/11/Wegweiser-Kleinwindkraft_Juettemann.pdf, 1.12.2018
- Jüttemann 2018** JÜTTEMANN, Patrick: *Horizontale Windkraftanlagen*. URL <https://www.klein-windkraftanlagen.com/technik/horizontale-windkraftanlagen/> – Überprüfungsdatum 2018-09-04
- Kalt et al. 2009** KALT, Gerald; KRANZL, Lukas: *Bioenergieketten: Ein dynamischer Vergleich von Effizienzen, Kosten und Treibhausgaseinsparungen*. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. 2009

- Kost et al. 2018** KOST, C.; SHAMMUGAM, S.; JÜLCH, V.; NGUYEN, H.; SCHLEGL, T.: *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien* (2018), Fraunhofer ISE, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, 1.12.2018
- Kurzweil et al. 2015** KURZWEIL, Peter; DIETLMEIER, Otto: *Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- Liersch 2010** LIERSCH, Jan: *Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen*. Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, 2010
- Miara et al. 2015** MIARA, Marek; OLTERS DORF, Thore; BONGS, Constanze ET AL.: *Wärmepumpen im zukünftigen Strom- und Wärmesektor*. In: *FVEE Themen 2015* (2015), S. 80–84
- Rosenkranz 2016** ROSENKRANZ, Alexander: *Funktion und Arten von Heizkesseln*. URL <https://heizung.de/heizung/wissen/funktion-und-arten-von-heizkesseln/>. 9.10.2018
- Rosenkranz 2017** ROSENKRANZ, Alexander: *Wirkungsgrad im BHKW-Vergleich*. <https://heizung.de/bhkw/wissen/wirkungsgrad-im-bhkw-vergleich/>. 6.9.2018
- Samweber et al. 2017** SAMWEBER, Florian ; SCHIFFLECHNER, Christopher: *Kostenanalyse Wärmespeicher bis 10.000 l Speichergröße - Stand Dezember 2016*. <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/659-kostenanalyse-waermespeicher-bis-10-000-l-speichergroesse>. 4.9.2018
- Schmelmer et al. 2015** SCHMELMER, Ramona; DENK, Petra: *Bauformen Kleinwindkraftanlagen*. In: SCHMELMER, Ramona; DENK, Petra (Hrsg.): *Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, S. 8–16
- Schmitz 2018** SCHMITZ, Jascha: *5 Kosten der Wärmepumpe, die man kennen muss*. <https://ihre-waermepumpe.de/kosten-forderung-recht/waermepumpe-kosten-preise.html#!> 8.9.2018
- Schwaegerl et al. 2009** SCHWAEGERL, Christine; TAO, Liang ET AL.: *Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*. 2009
- Siemens 2017** SIEMENS BUILDING TECHNOLOGIES: *Kältetechnik*. 2017, <https://www.downloads.siemens.com/download-center/Download.aspx?pos=download&fct=getasset&id1=A6V10327350>, 1.12.2018
- Simon et al. 2010** SIMON, Ralf; RIEDERER, Sebastian; MEURER, Marc: *Wirtschaftliche Bewertung von Kleinwindanlagen mit Hilfe von Fallbeispielen*. 2010
- Solaranlage.eu** SOLARANLAGE.EU: *Wechselrichtertypen*. <http://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/wechselrichter/wechselrichtertypen>, 10.9.2018
- Sterner et al. 2017** STERNER, Michael; STADLER, Ingo: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2017
- Streicher 2007** STREICHER, Elke; DRÜCK, Harald: *Quantifizierung des Alterungsverhaltens solarthermischer Kollektoren*. Stuttgart, 2007
- Ton et al. 2012** TON, Dan T.; SMITH, Merrill A.: *The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative*. In: *The Electricity Journal* (2012) Vol.25, Issue. 8, S.84–94
- Twele et al. 2011** TWELE, Jochen; BURKAM, B.; SCHÖMANN, O.; WITT, C.: *Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen: Bildung von*

Kategorien / Anforderungen an technische Angaben. Bundesverband Windenergie e.V., Berlin, 2011

Watter 2015 WATTER, Holger: *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme.* 4. Aufl., Springer Vieweg, Wiesbaden, 2015

Wenzel et al. 2015 WENZEL, Bernd; BRUNS, Elke; ADOLF, Matthias; OHLHORST, Dörte: *Eneuerbare Energien zur individuellen Wärme- und Kälteerzeugung: Innovationen und Herausforderungen auf dem Weg in den Wärmemarkt.* Institut für nachhaltige Energie- und Ressourcennutzung, Berlin, 2015

Wesselak et al. 2016 WESSELAK, Viktor; VOSWINCKEL, Sebastian: *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird.* 2. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer, 2016 (Technik im Fokus)

Wirth 2018 WIRTH, Harry: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.* Fraunhofer ISE, 2018

Wolf et al. 2014 WOLF, S.; FAHL, U.; BLES, M.; VOB, A.; JAKOBS, R.: *Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland.* Universität Stuttgart IER, 2014