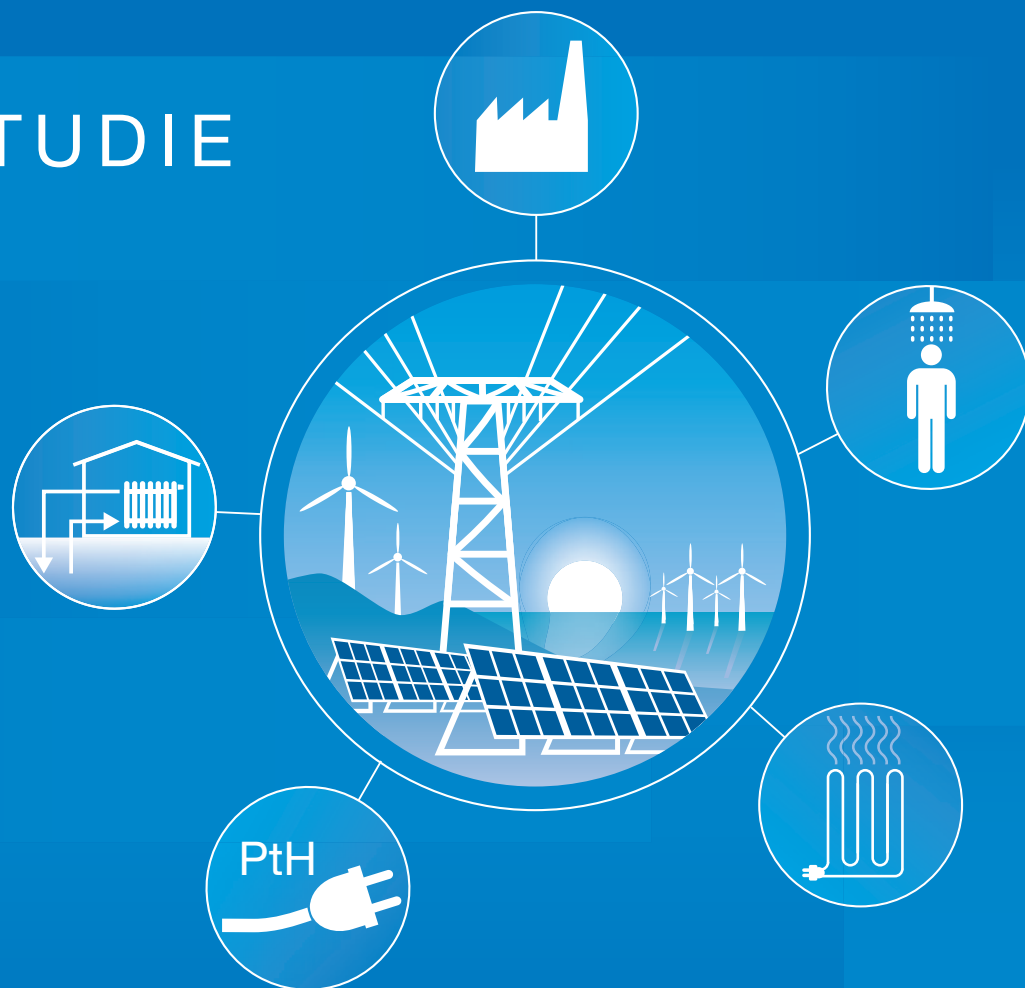


VDE-STUDIE



POTENZIALE FÜR STROM IM WÄRMEMARKT BIS 2050

Wärmeversorgung in flexiblen Energie-
versorgungssystemen mit hohen Anteilen
an erneuerbaren Energien

ETG

VDE

Autoren

ETG Taskforce Wärmemarkt

Herbert Bechem, Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG
Dr. Markus Blesl, Universität Stuttgart, IER
Marc Brunner, Universität Stuttgart, IEH
Jochen Conrad, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Tobias Falke, RWTH Aachen, IFHT
Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann, TU Dresden, IET
Dr. Martin Geipel, Noerr LLP
Norman Gerhardt, Fraunhofer IWES
Wolfgang Glaunsinger, VDE/ETG
Johannes Hilpert, Stiftung Umweltenergierecht
Dr. Alois Kessler, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Dr.-Ing. Martin Kleimaier, VDE/ETG
Prof. Dr.-Ing. Silke Köhler, Beuth Hochschule für Technik
Dr. Rolf-Michael Lüking, Fraunhofer IBP
Dr. Philip Mayrhofer, enerstorage GmbH
Andrea Meinzenbach, TU Dresden, IET
Elmar Metten, Stromnetz Berlin GmbH
Helene Neugebauer, enerstorage GmbH
Prof. Dr. Dieter Oesterwind, FH Düsseldorf (ZIES)
Prof. Dr.-Ing. Christoph Pels-Leusden, Beuth Hochschule für Technik
Joachim Plate, Bundesverband Flächenheizungen e.V.
Arno Pöhlmann, Lechwerke AG
Philipp Riegebauer, FH Düsseldorf (ZIES)
Jörg Rummeni, RWE Effizienz GmbH
Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner, TU Dresden, IEEH
Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, RWTH Aachen, IFHT
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart, IEH
Dr.-Ing. Serafin von Roon, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Jens Werner, TU Dresden, IEEH
Dr.-Ing. Bernhard Wille-Hausmann, Fraunhofer ISE

Impressum

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main · Telefon 069 6308-346
Fax 069 6308-9822 · E-Mail etg@vde.com · <http://www.vde.com/etg>

Bildnachweise Titel ©: VDE e.V.

Design: www.schaper-kommunikation.de

Juni 2015

VDE Studie: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050

Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

Studie der
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)

Vorbemerkung

ETG-Studien geben – entsprechend der ETG-Positionierung als neutrale, energietechnisch fundierte Institution – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Task Force/des Fachbereichs wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wieder.

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN (EXECUTIVE SUMMARY)	7
1 EINLEITUNG	14
2 AKTUELLER STATUS UND ENERGIEPOLITISCHE ZIELE BIS 2050	18
2.1 Aktueller Status von Strom im Wärmemarkt	18
2.2 Energiepolitische Ziele für das Jahr 2050 und Schlussfolgerungen für die Energiesystemmodellierung	24
2.3 VDE-Studie Energiespeicher für die Energiewende	27
2.4 Literatur zu Kapitel 2	30
3 TECHNIK	32
3.1 Technik elektrischer Wärmeerzeuger für Haushalte und Gewerbe	32
3.1.1 Heizstäbe	32
3.1.2 Elektro-Strömungserhitzer	35
3.1.3 Elektrische Flächenheizsysteme	37
3.1.4 Wärmepumpe	39
3.1.5 Nachtspeicher	46
3.1.6 Hybride (bivalente) Wärmeerzeuger zur Kopplung von Energiesystemen	47
3.1.7 Wärmerückgewinnungssysteme	51
3.1.8 Großwärmepumpen in der Fernwärmeversorgung	55
3.1.9 Elektrodenheizkessel zur Heißwasser- und Dampferzeugung	56
3.2 Technik der elektrischen Prozesswärmeerzeugung in der Industrie	60
3.2.1 Konduktive Widerstandserwärmung	61
3.2.2 Induktive Erwärmung	62
3.2.3 Hochfrequenzerwärmung	62
3.2.4 Magnetische Gleichstrom-Erwärmung	63
3.2.5 Infrarot Erwärmung	63
3.2.6 Wärmepumpen für industrielle Anwendungen	64
3.2.7 Prozesse und Verfahren für Stromanwendungen in der Industrie	67
3.3 Wärmespeicher	72
3.4 Zwischenfazit	78
3.5 Literatur zu Kapitel 3	79

4	AUSGEWÄHLTE EINSATZOPTIONEN	87
4.1	Wohngebäude	87
4.1.1	Anwendungsfall A: Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung	93
4.1.2	Anwendungsfall B: Eigenversorgung eines Wohngebäudes	103
4.1.3	Anwendungsfall C: Reduktion der negativen Residuallast im Jahr 2050	113
4.2	Industrie	115
4.2.1	Anwendungsfall 1: Einsatz einer Großwärmepumpe zur Prozesswärmeerzeugung	116
4.2.2	Anwendungsfall 2: Einsatz von Elektrodenkesseln	116
4.2.3	Anwendungsfall 3: Flexibilität elektrothermischer Verfahren in der Metallindustrie	118
4.2.4	Zwischenfazit: Potenziale der industriellen Elektroprozesswärme bis 2050	119
4.3	Fernwärme	120
4.3.1	Fernwärmepotenziale	121
4.3.2	Betrieb von Fernwärmenetzen und Netzaufbau	121
4.3.3	Zwischenfazit: Potenziale von Power-to-Heat m Bereich Fernwärme	125
4.4	Literatur zu Kapitel 4	125
5	WECHSELWIRKUNGEN	128
5.1	Herausforderungen	128
5.2	Wechselwirkungen Stromerzeugung / Wärmeerzeugung	132
5.2.1	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	132
5.2.2	Effiziente Brennstoffnutzung	143
5.3	Wechselwirkung Strommarkt/Stromnetz	150
5.3.1	Auswirkungen von Power-to-Heat-Systemen auf elektrische Verteilungsnetze	150
5.3.2	Rückwirkungen auf die Infrastruktur	159
5.3.3	Auswirkungen auf die Erbringung von Systemdienstleistungen für den Strommarkt	163
5.4	Zwischenfazit	175
5.5	Literatur zu Kapitel 5	176
6	KOSTENOPTIMALE LANGFRISTSZENARIEN 2050 – ROLLE STROM-WÄRME	180
6.1	Annahmen	180
6.2	Lösungsraum 2050	185
6.3	Zwischenfazit	191
6.4	Literatur zu Kapitel 6	192

7	RECHTLICHER UND REGULATORISCHER RAHMEN	193
7.1	Rechtsrahmen und Hemmnisse	193
7.1.1	Power-to-Heat-Anlagen zur Aufnahme ansonsten abgeregelten EE-Stroms	193
7.1.2	Rechtsrahmen und Hemmnisse	193
7.2	Wärmegestehungskosten im Sektor Haushalte – Stand 2015	198
7.2.1	Stromkostenbestandteile	198
7.2.2	Beispielhafter Kostenvergleich unterschiedlicher Wärmeerzeuger	202
7.2.3	Eigenstromnutzung zur Wärmeerzeugung	203
7.3	Abgabenstruktur heute für PtH im Rahmen der Fernwärme	205
7.4	Abgabenstruktur heute bei PtH in der Industrie	207
7.4.1	Herausforderungen am Netzanschluss des Anlagenbetreibers	208
7.4.2	Herausforderungen am Netzanschluss des Standortpartners	209
7.4.3	Stromnebenkosten	210
7.4.4	Zwischenfazit	211
7.5	Anreize/Hemmnisse bei DSM mit dezentralen Anlagen	211
7.5.1	Prinzipieller Aufbau eines DSM-Systems mit dezentralen Anlagen (Stromsenken)	211
7.5.2	Prinzipieller Betrieb eines DSM-Systems mit dezentralen PtH-Anlagen	212
7.5.3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen eines DSM-Systems	212
7.5.4	Rechtliche Rahmenbedingungen eines DSM-Systems	213
7.5.5	Chancen und Risiken eines DSM-Systems aus Sicht Kunde – Anbieter – Netz	215
7.5.6	Zwischenfazit	215
7.6	Anreizmöglichkeiten zum wirtschaftlichen Einsatz von PtH-Anlagen	216
7.6.1	Umschichtung der Stromsteuer für Primärenergieeinsparung	216
7.6.2	Umstrukturierung der Stromtarife	217
7.6.3	Sondertarif für „unterbrechbare Verbrauchs- einrichtungen“ nach § 14a EnWG	218
7.6.4	Bedarf für die Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen	220
7.7	Zwischenfazit	223
7.8	Literatur zu Kapitel 7	224
8	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	225
9	TABELLENVERZEICHNIS	231

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Ein zentrales Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung ist die Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 80% bis zum Jahr 2050 (bezogen auf das Referenzjahr 1990). Neben dem viel zitierten Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor erfordert die Erreichung dieses Ziels signifikante Veränderungen in den Sektoren Wärme und Verkehr. Im hier betrachteten Wärmesektor sind zunächst umfassende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in allen Bereichen (Wärmedämmung, Heizungssanierung, Prozessoptimierung) unabdingbar. Um jedoch die angestrebte CO₂-Reduktion erreichen zu können, muss zusätzlich die Verwendung fossiler Energieträger drastisch reduziert werden. Aus volkswirtschaftlichen Gründen soll dieses Ziel mit möglichst geringen Kosten erreicht werden.

Heute werden etwa 75% des Gasabsatzes in Deutschland für die Wärmeerzeugung benötigt. In zukünftigen Szenarien mit sehr hohen EE-Anteilen, drängt sich daher die Nutzung von Strom im Wärmemarkt, oft auch als „Power-to-Heat“ (PtH) bezeichnet, förmlich auf. Auf diese Weise lassen sich fossile Energieträger, die heute im Wärmemarkt den überwiegenden Anteil darstellen, effizient und kostengünstig substituieren. Um den hierfür erforderlichen zusätzlichen Ausbau der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien Sonne und Wind auf ein Mindestmaß zu begrenzen, ist eine effiziente Nutzung des Stromes notwendig. Vor dem Hintergrund der erforderlichen CO₂-Reduzierung werden in der vorliegenden Studie die Potenziale für Strom im Wärmemarkt für Deutschland im Zeithorizont bis zum Jahr 2050 betrachtet.

In der Studie wird untersucht, welchen Beitrag die Nutzung von Strom im Wärmemarkt leisten kann und leisten muss, um die o.g. CO₂-Einsparziele erreichen zu können. Weitere Möglichkeiten der Nutzung von Strom zur Substitution von fossilen Energieträgern in anderen Sektoren, wie z. B. Elektromobilität oder Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid für den Verkehrssektor wurden bei der Generierung der Szenarien zwar berücksichtigt, aber standen nicht im Fokus der Studie. Die Flexibilitätsoption „Stromspeicher“ wird aktuell in einer separaten VDE-Studie „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene“ adressiert.

Das Ergebnis der Untersuchung lässt sich mit den folgenden 8 Kernthesen zusammenfassen:

1. Die Nutzung von Strom im Wärmemarkt („Power-to-Heat“ – PtH) ist technisch gut geeignet, um die Auswirkungen der fluktuierenden Einspeisungen aus den volatilen Quellen Sonne und Wind zu beherrschen.

Das fluktuierende Stromdargebot der erneuerbaren Energien Sonne und Wind erfordert flexible Lasten. Elektrische Heizsysteme in Kombination mit Wärmespeichern und/oder als hybride Heizsysteme sind relativ schnell ein- und ausschaltbar. PtH-Systeme können sowohl durch Zuschalten kurzzeitige Erzeugungsspitzen aufnehmen als auch durch vorübergehendes Abschalten der Wärmeerzeuger Lastspitzen vermeiden.

Während in der Vergangenheit die Nutzung von Strom im Wärmesektor zunehmend in Misskredit geraten ist – bedingt durch den begrenzten Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken mit fossilen Energieträgern – vollzieht sich durch den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor derzeit ein Paradigmenwechsel: War Strom bislang zum größten Teil ein Sekundärenergieträger, der mit hohen CO₂-Emissionen aus fossilen Energieträgern – mit den bekannten Umwandlungsverlusten – erzeugt wurde, so wird Strom aus den erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Sonne quasi zu einem Primärenergieträger. Der Primärenergiefaktor für Strom konnte durch effizientere Kraftwerke, insbesondere aber durch den Zubau der erneuerbaren Energien, von früher 3,3 auf 1,8 (für das Jahr 2016) reduziert werden. Die bislang vorgebrachten Argumente gegen eine Nutzung von Strom im Wärmesektor treffen in Szenarien mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien nicht mehr zu.

Die Umwandlung von Strom in Wärme erfolgt mit einem Wirkungsgrad von annähernd 100%. Mit elektrischen Wärmepumpen ist sogar ein Vielfaches davon möglich, da der Großteil der benötigten Wärme der Umwelt entzogen werden kann. Durch die Stromnetze können die erneuerbaren Energien auch dort genutzt werden, wo ansonsten deren Nutzung kaum oder gar nicht möglich wäre, z. B. im Innenstadtbereich. Die Wärmeerzeugung mit Strom ist – abgesehen von Geothermie und Solarthermie – die einzige Heizungsart, die die benötigte Wärme am Ort ihrer Anwendung emissionsfrei bereitstellen kann.

2. Für den Gebäudesektor stehen ausgereifte technische Lösungen zur elektrischen Wärmeerzeugung zur Verfügung. Dies sind elektrische Wärmepumpen, direkte elektrische Wärmeerzeuger und hybridisierte Nah- und Fernwärmesysteme.

Die Wärmepumpe stellt die effizienteste Form der Nutzung von Strom im Wärmemarkt dar. Die eingesetzte elektrische Energie lässt sich durch die Nutzung von Umweltwärme vervielfachen (je nach WP-Technologie und

Heizsystem um den Faktor 3 ...5). Im Bereich Fernwärme kann das Potenzial von Wärmenetzen mit Großwärmepumpen erschlossen werden.

Direkte elektrische Heizsysteme können z. B. als Radiatoren, Flächenheizungen oder Heizstäbe als Zusatzheizung in konventionellen Heizkesseln (z. B. Öl oder Gas) ausgeführt sein. Die Kombination mit konventionell befeuerten Heizkesseln wird auch als hybrides oder bivalentes System bezeichnet.

Die herkömmlichen „Nachtstrom-Speicherheizungen“ bieten derzeit ein großes Potenzial zur Lastflexibilisierung und können so zu „Windstrom-Speicherheizungen“ werden. Mit der bestehenden Infrastruktur und niedrigen zusätzlichen Investitionen in eine intelligente Steuerung können Speicherheizungen übergangsweise helfen, die Integration von Strom im Wärmemarkt zu unterstützen.

Elektrische Wärmeerzeuger und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind keine Konkurrenz, sondern können sich gegenseitig zu einem flexiblen Gesamtsystem ergänzen. Die Betriebsweise der Anlagen wird sich von einem heute überwiegend wärmegeführten Betrieb zu einem Betrieb verschieben, der sich an dem aktuellen Dargebot der fluktuierend einspeisenden EE-Stromerzeuger orientiert. Dies ist mit abnehmenden Benutzungsdauern und zunehmenden Lastzyklen der KWK-Anlagen verbunden.

3. Der Wärmebedarf in Gewerbe und Industrie kann ebenfalls mittels Strom aus erneuerbaren Energien dekarbonisiert und flexibilisiert werden.

Im Bereich der Niederspannung sind Widerstands-Erhitzer und im Bereich der Mittelspannung Elektrodenkessel bewährte Technologien mit langjähriger Betriebserfahrung. Diese Technologien haben insbesondere bei der Erzeugung von Prozesswärme für die Industrie Vorteile gegenüber Wärmepumpen. Im Bereich der Niedertemperatur-Prozesswärme bis 140°C können dagegen Großwärmepumpen ggf. vorhandene Abwärmepotenziale effizient erschließen.

Um industrielle Anwendungen zu forcieren, ist neben Warmwasser- und Dampfanwendungen zudem eine deutlich intensivere (Weiter-) Entwicklung elektrischer Prozesswärme-Verfahren notwendig. Die Stromnachfrage in der Industrie könnte durch konsequente Nutzung von elektrischen Verfahren dann bis zum Jahr 2050 gegenüber heute in etwa vervierfacht und trotzdem flexibler werden.

4. Direkte elektrische Heizsysteme haben günstige leistungsspezifische Kapital- und Betriebskosten und können daher – unter der Voraussetzung dargebotsabhängiger Strompreise – bereits bei einer geringen Anzahl von Jahresbenutzungsstunden wirtschaftlich betrieben werden. Somit können PtH-Anlagen, insbesondere hybride Systeme, bereits kurz- bis mittelfristig dazu dienen, zeitweilige Überschüsse im Dargebot der erneuerbaren Energien sinnvoll zu nutzen und Systemdienstleistungen zu erbringen.

Bereits heute werden PtH-Anlagen insbesondere für die Erbringung negativer Regelleistung (durch Einschalten der Heizlast) eingesetzt. Allerdings ist die Wirtschaftlichkeit dieses Betriebes durch die volatilen Preise für einen längeren Zeitbereich schwer zu kalkulieren. Das Potenzial dieses Geschäftsmodells ist durch die Größe des Regelleistungsmarktes begrenzt.

Durch die Nutzung von PtH-Anlagen in Zeiten mit negativen Strompreisen könnte die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen mittels Eigenstromversorgung verbessert werden. Eine Aufnahme von Fremdstrom oder Börsenstrom – und damit EE-Strom welcher sonst abgeregelt werden müsste – ist aber derzeit aufgrund der Belastung der Strompreise mit Steuern und Abgaben nicht möglich.

5. Unter der Prämisse einer CO₂-Reduktion um mindestens 80% bis zum Jahr 2050, stellt der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung die kostengünstigste Variante dar, um fossile Energieträger im Wärmemarkt, die heute den überwiegenden Anteil darstellen, zu substituieren.

Langfristig wird durch diese Substitution fossiler Energieträger im Wärmemarkt ein zusätzlicher Ausbau der erneuerbaren Energien PV und Wind erforderlich. Um den notwendigen Ausbau auf ein Mindestmaß zu begrenzen, ist eine effiziente Nutzung der erneuerbaren Energien – und damit ein hoher Anteil von elektrischen Wärmepumpen in dezentralen Anwendungen, der Fernwärme und der Industrie – notwendig. Nationale Anbauflächen für Biomasse können nicht ausgeweitet werden und international steht Biomasse aufgrund von Nutzungskonkurrenzen kaum zur Verfügung.

6. Wärmespeicher in Verbindung mit einer stromoptimierten Betriebsweise können den Bedarf für Kurzzeit-Stromspeicher verringern.

Die thermische Trägheit durch intrinsische Wärmespeicherkapazitäten, z. B. in den Wärmeverteilungssystemen oder in den Gebäudemassen, begünstigt das im Rahmen von Demand Side Management benötigte Last-Verschiebepotenzial (Load Shifting). Zusätzliche Wärmespeicher können den Einsatzbereich weiter ausdehnen (üblicherweise bis zu einigen Stunden). PtH-Systeme können sich somit prinzipiell an der Erbringung verschiedener

Netz- und Systemdienstleistungen in diesem Zeitbereich beteiligen. Sie stehen damit in direktem Wettbewerb mit Kurzzeit-Stromspeichern, können aber auch den Speicherbetrieb unterstützen.

7. Für die Überbrückung von relativ seltenen, länger anhaltenden Windflauten reichen die noch zugelassenen Restmengen an fossilem Erdgas, zusammen mit den vorhandenen Erdgasspeichern, als Langzeitspeicher aus, um das nationale 80%-CO₂-Einsparziel zu erreichen.

Die Klimaschutzziele auf der einen Seite, Flächenpotenziale und Nutzungskonkurrenzen auf der anderen Seite begrenzen den Einsatz von fossilen bzw. biogenen Energieträgern. Durch die Substitution fossiler Energieträger im Wärmemarkt können die sehr gut speicherbaren fossilen Energieträger Öl und Gas jedoch bis auf weiteres noch im Bereich der Langzeitspeicherung eingesetzt werden, da hierfür aufgrund des seltenen Abrufs nur relativ geringe Mengen fossiler Energieträger benötigt werden. Da während Perioden mit Überschüssen aus PV und Wind eine Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas wenig sinnvoll wäre, könnte darüber hinaus das in diesen Zeiten nicht benötigte Biogas in Langzeitspeichern bevorratet werden.

8. Für die Umsetzung müssen geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden. Heute ist die Kostenbelastung von Strom gegenüber fossilen Brennstoffen durch Steuern und Abgaben sehr hoch. PtH-Anlagen können deshalb derzeit außerhalb des Regelleistungsmarktes i.d.R. nicht wirtschaftlich betrieben werden. Des Weiteren fehlen geeignete rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für den Betrieb von PtH-Anlagen.

Während zwischen 2004 und 2009 der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen im Neubausektor stark gestiegen ist, stagniert in den letzten Jahren deren Anteil bzw. ist sogar rückläufig. Dies liegt insbesondere an den steigenden Strompreisen, die einen wirtschaftlichen Betrieb dieser umweltfreundlichen Systeme erschweren. Die Lasten der Energiewende werden heute im Wesentlichen über die Strompreise (EEG-Umlage) an die Endkunden durchgereicht. Zusätzlich sind die Strompreise mit weiteren Steuern und Abgaben belastet. Gegenüber den fossilen Energieträgern Öl und Gas verliert die Nutzung von Strom im Wärmemarkt dadurch zusehends an Attraktivität. In keinem anderen europäischen Land ist der Abstand zwischen Strom- und Gaspreisen so groß wie in Deutschland. Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, sind effiziente Technologien für die Kopplung der verschiedenen Energie-Sektoren durch PtH erforderlich. Damit ein Markt die effizientesten Lösungen in den spezifischen Anwendungsfällen umsetzen kann, sind faire Wettbewerbsbedingungen zwischen den Sektoren Strom und Wärme zu schaffen. Hierfür ist ein Ausgleich zwischen der Abgabenbelastung für Strom und fossile Brennstoffe die Basis und

eine Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich.

Im Status quo werden PtH-Anlagen nicht privilegiert, so dass im Grundsatz sämtliche Teilelemente des Strompreises (z. B. EEG-Umlage, Stromsteuer, KWK-Umlage, etc.) anfallen. Die heute geltenden Privilegierungsvorschriften für Stromspeicher bei EEG-Umlage, Stromsteuer (nur Pumpspeicher) und Netzentgelt sind auf PtH-Anlagen nicht anwendbar, da sie nicht Strom, sondern Wärme ausspeisen.

Die Stromsteuer, die seinerzeit eingeführt wurde, um ineffiziente Stromverbraucher durch effizientere Technologien zu ersetzen, erweist sich jetzt als kontraproduktiv, da sie heute schon die Wärmepumpe und andere energetisch sinnvolle PtH-Anwendungen hemmt. Im Ausland werden z.T. andere, wirkungsvollere Verfahren eingesetzt, um ineffiziente Anlagen und Geräte aus dem Markt zu nehmen.

Im Zusammenhang mit PV-Anlagen im Gebäudebereich wird bei sinkender bzw. auslaufender EEG-Vergütung die Eigennutzung im Wärmebereich (Warmwasser und Heizung) zunehmend interessanter. Diese auf den ersten Blick sinnvolle Option unterliegt aber dem Problem der meist fehlenden getrennten Abrechnung von reduzierten Fremdstrom-Wärmepumpentarifen für Wärmepumpen-Eigenstromnutzung. Zudem ist sie i.d.R. nur auf Gebäude mit PV anwendbar. Da auch diese Kunden die Netze nutzen, bedarf es langfristig jedoch auch einer angemessenen Kostenbeteiligung dieser Kunden an den Infrastrukturkosten der öffentlichen Stromversorgung.

Kurzfristig wird die aufkommensneutrale Umwidmung der Stromsteuer in Form eines Stromsteuererlasses für alle Verbraucher bei aufkommensneutraler Erhöhung der Energiesteuer für Heizöl und Erdgas vorgeschlagen. Durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage können die Rahmenbedingungen für unterbrechbare und steuerbare Verbrauchseinrichtungen (reduzierte Netzentgelte) verbessert werden, um die Flexibilitätspotenziale der Sektorkopplungstechnologien zu erschließen.

Um auch Überschüsse im EE-Dargebot aufnehmen zu können, die im Fall negativer Börsenpreise oder bei Netzengpässen abgeregelt würden, könnten hybride Systeme (mit Elektrodenkesseln oder dezentrale Heizkessel mit zusätzlichen E-Heizstäben) eine wichtige Aufgabe übernehmen. Hierfür ist es jedoch erforderlich, dass der Arbeitspreis, der für den Strombezug aus dem Netz anfällt, für diese Zeiten kleiner oder gleich den fossilen Brennstoffkosten ist. Um dieses zu erreichen wird insbesondere eine Umstrukturierung der Tarifstruktur, hin zu einem niedrigeren Arbeitspreis bei gleichzeitig aufkommensneutral erhöhtem Fixkostenanteil, als zielführend angesehen.

Der Rechtsrahmen sollte dahingehend umgestaltet werden, übergreifend für den Strom- und Wärmesektor faire Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, damit über einen effizienten Markt Power-to-Heat-Anlagen ihr Potenzial hinsichtlich Flexibilität und Klimazielen betriebswirtschaftlich sinnvoll umsetzen können.

1 Einleitung

Unter dem Begriff „Energiewende“ wurde anfangs nur die Wende im Stromsektor verstanden, getrieben durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie sowie den Ausstieg aus der Kernenergie. Inzwischen hat sich jedoch auf breiter Ebene die Erkenntnis durchgesetzt, dass die Energiewende Auswirkungen in allen Sektoren haben wird. Dies wird deutlich, wenn man sich die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung genauer betrachtet: neben dem viel zitierten Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor auf 80% (Anteil EE am Bruttostromverbrauch) bis zum Jahr 2050 rückt nun das Ziel einer CO₂-Reduktion bis zum Jahr 2050 um 80% gegenüber dem Referenzjahr 1990 in den Vordergrund. Um dieses Ziel erreichen zu können, muss die Verwendung fossiler Energieträger in allen Anwendungsbereichen drastisch reduziert werden. Neben der Stromerzeugung wird eine Reduzierung des Anteils fossiler Energieträger Auswirkungen auf den Verkehrssektor und die chemische Industrie, insbesondere jedoch auf den Wärmemarkt haben. Der Wärmebedarf hat einen Anteil von etwa 58% am gesamten Energiebedarf. Am Endenergiebedarf der privaten Haushalte hat der Bedarf für Raumwärme und Warmwasser sogar einen Anteil von 85%. Durch die Nutzung heimischer erneuerbarer Energieträger in all diesen Sektoren lässt sich neben einer CO₂-Reduktion außerdem eine Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten erreichen.

Im Bereich der Stromerzeugung sind in verschiedenen Studien Szenarien beschrieben worden, wie das o. g. Ziel einer 80%-Quote bei erneuerbaren Energien erreicht werden kann. In manchen Studien werden sogar 100%-Szenarien für erreichbar gehalten. Durch den forcierten EE-Ausbau der letzten Jahre konnte bis heute eine Quote von etwa 27% (Stand Ende 2014) erreicht werden; bis zum Jahr 2025 soll das Mittelfristziel mit einer Ausbauquote von 40...45% erreicht sein. Während die meisten Experten die Erreichung dieser Ziele für realisierbar halten, erscheint im Wärmemarkt selbst die Erreichung des mittelfristig (hier bis zum Jahr 2020) gesetzten Ziels einer EE-Quote von 14% mit dem herkömmlichen Ansatz schwierig bis unwahrscheinlich. Im Gebäudebestand basieren derzeit noch 78% aller Anlagen direkt auf fossilen Energieträgern (Öl und Gas) und zu 13% auf Fernwärme, die ebenfalls überwiegend auf Basis fossiler Energieträger erzeugt wird.

In zukünftigen Stromerzeugungsszenarien mit sehr hohen EE-Anteilen drängt sich die Nutzung von Strom im Wärmemarkt förmlich auf. Während in der Vergangenheit die Nutzung von Strom im Wärmesektor zunehmend in Misskredit geraten ist – bedingt durch den Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken – vollzieht sich durch den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor derzeit ein Paradigmenwechsel: War Strom bislang ein Sekundärenergieträger, der aus fossilen

Energieträgern erzeugt werden musste, so wird Strom aus den erneuerbaren Energien Wind und Sonne zu einem Primärenergieträger. Die bislang vorgebrachten Argumente gegen eine Nutzung von Strom im Wärmesektor treffen hierfür nicht mehr zu.

Mit Ausnahme von Biogas, Biomasse und Solarthermie werden alle anderen erneuerbaren Energien (Wasser, Wind, Photovoltaik ...) durch Strom erschlossen. Damit wird Strom zu einem Energieträger, der universell eingesetzt werden kann. Durch die Stromnetze können somit die erneuerbaren Energien auch dort genutzt werden, wo ansonsten deren Nutzung kaum oder gar nicht möglich wäre, z. B. im Innenstadtbereich. Im Übrigen ist die Wärmeerzeugung mit Strom neben der Solarthermie die einzige Heizungsart, die am Ort ihrer Anwendung die benötigte Wärme ohne jegliche Umweltbelastung bereitstellt und dies bei hundertprozentiger Umsetzung der eingesetzten Elektroenergie (mit elektrischen Wärmepumpen ist sogar ein Vielfaches davon möglich). Alle anderen Heizungen, die mit Holz, Pellets, Öl oder Gas (incl. Biogas) befeuert werden, setzen bei verschiedenen Wirkungsgraden lokal sehr unterschiedliche Mengen von CO₂, Feinstaub und anderen Verbrennungsprodukten frei, was bei der heutigen Umweltbelastung insbesondere in Ballungszentren nicht gewollt sein kann.

Bei Stromerzeugungsszenarien mit steigenden EE-Anteilen wird es immer häufiger zu Situationen kommen, bei denen prinzipiell mehr Strom erzeugt werden könnte, als durch den augenblicklichen Bedarf aufgenommen werden kann. Solche „Überschüsse“ müssen heute entweder abgeregelt werden oder in Stromspeichern für Zeiten mit nicht ausreichendem EE-Dargebot zwischengespeichert werden. Die Frage, welcher Speicherungsbedarf zur Bilanzierung zukünftiger EE-dominierter Erzeugungssysteme unter Berücksichtigung der Flexibilitäten des bleibenden thermischen Kraftwerksparks und der Bereitschaft zur Flexibilisierung der EE-Einspeisung erforderlich ist, wurde in der VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050“ aus dem Jahr 2012 [VDE 2012] untersucht. Dabei hat sich u. a. gezeigt, dass Stromspeicher eine relativ teure Option für die Flexibilisierung darstellen. Nicht untersucht wurde dort, welchen Einfluss eine verstärkte Nutzung von Strom im Wärmemarkt auf den Bedarf für Stromspeicher haben würde.

In elektrischen Wärmeerzeugern lassen sich EE-Überschüsse relativ kostengünstig im Rahmen von Lastmanagement entweder direkt nutzen oder in thermischen Speichersystemen für eine begrenzte Zeit speichern. Dies hat einen direkten Einfluss auf den Bedarf von Kurzzeitspeichern. Für Zwecke der Langzeitspeicherung können auch in einem sehr ehrgeizigen Szenario mit 80% CO₂-Reduktion noch fossile Energieträger wie Öl und Gas in dem hierfür erforderlichen Umfang zum Einsatz kommen, wenn diese im Wärmemarkt durch eine weitgehende Substitution durch Strom

aus erneuerbaren Quellen ersetzt wurden. Im Übrigen ist es auch sinnvoller, während Perioden mit Überschüssen aus PV und Wind, auf die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas, das bereits als gut speicherbarer Energieträger vorliegt, zu verzichten und stattdessen dieses einzuspeichern und erst bei Bedarf – während Perioden mit mangelndem Dargebot aus PV und Wind – zur Stromerzeugung einzusetzen.

In der Studie werden die Potenziale von Strom im gesamten Wärmemarkt untersucht: Neben dem Bedarf für Raumwärme und Trinkwassererwärmung werden auch die Möglichkeiten im gewerblichen und industriellen Sektor betrachtet, Strom für den Prozesswärmebedarf auf unterschiedlichen Temperaturniveaus einzusetzen. Neben den bekannten elektrischen Wärmeerzeugern mittels Heizwiderstand werden insbesondere auch die Potenziale von elektrischen Wärmepumpen betrachtet, die den eingesetzten Strom noch wesentlich effizienter nutzen. Im Bereich Prozesswärme sind weitere innovative Verfahren in der Entwicklung, die ebenfalls einen wesentlichen Beitrag zur Substitution fossiler Energieträger leisten können. Der in der vorliegenden Studie für die Nutzung von Strom im Wärmemarkt verwendete Begriff „Power-to-Heat“ (PtH) schließt alle diese Möglichkeiten mit ein.

Während bei Batteriespeichern aktuell insbesondere deren Nutzung zur Steigerung der Eigenbedarfsdeckung in Zusammenhang in einer eigenen PV-Anlage an Attraktivität gewinnt, steht die Nutzung des lokal erzeugten PV-Stroms für die Wärmeerzeugung noch am Anfang. Dabei kann gerade die Trinkwassererwärmung – mit ihrem ganzjährig in etwa konstanten Wärmebedarf – hierzu in idealer Weise eingesetzt werden. Diese Möglichkeiten werden in der Studie betrachtet und quantifiziert. Bei entsprechend gesteuertem Einsatz lässt sich mit PtH im Eigenbedarf auch ein netzdienliches Verhalten erreichen. Dies wird in der Studie ebenfalls betrachtet und bewertet.

Elektrische Wärmeerzeuger sind sehr schnell regelbar und können bei vielen Anwendungen – insbesondere im Raumwärme- und Warmwasserbereich – durch Nutzung der thermischen Trägheiten – für eine gewisse Zeit unterbrochen werden. Diese Möglichkeiten können ggf. durch den Einsatz von Wärmespeichern noch erweitert werden. Umgekehrt lassen sich PtH-Systeme auch sehr schnell aktivieren, um einen zusätzlichen Strombedarf zu generieren, wenn dies erforderlich ist. Im Rahmen der erforderlichen Lastflexibilisierung bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien bieten daher PtH-Systeme ideale Voraussetzungen. In diesem Zusammenhang wird auch die Rolle von PtH-Systemen bei der Erbringung von Regelleistung auf den entsprechenden Märkten betrachtet.

Mit dem Ziel einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 80% bis zum Jahr 2050 werden Szenarien für den gesamten

Energiesektor entworfen, die neben dem Wärmesektor auch noch andere Sektoren berücksichtigen, wie z. B. den Verkehrssektor. Neben dieser Zielerreichung gehen Effizienz und Wirtschaftlichkeit bei der Generierung dieser Szenarien mit ein. Die Szenarien basieren auf einer Modellierung der erneuerbaren Energien auf Basis der Wetterdaten für das Jahr 2009, das hier als repräsentativ angenommen wurde. Es wird gezeigt, wie das Ziel mit einer entsprechenden Stromerzeugung – im Wesentlichen basierend auf den fluktuierenden erneuerbaren Energien aus Sonne und Wind – erreicht werden kann. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird jedoch nur der Wärmesektor näher betrachtet. Der Wärmeerzeugung auf Basis von Strom aus erneuerbaren Quellen kommt dabei jedoch eine besondere Bedeutung zu.

Neben Effizienz und technischer Machbarkeit wird die wirtschaftliche Umsetzbarkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen eine wesentliche Rolle spielen. Aufgrund der ständig gestiegenen Belastung der Strompreise mit Steuern und Abgaben sind derzeit fast alle PtH-Anwendungen nicht wirtschaftlich. Selbst bei den sehr effizienten elektrischen Wärmepumpen kann die sich aus dem hohen Strompreis ergebende wirtschaftliche Benachteiligung im Vergleich zu den Preisen für die fossilen Energieträger Gas und Öl nicht mehr ausgeglichen werden. Hier müssen geeignete rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die umweltfreundliche PtH-Anwendungen wieder in den Bereich der Wirtschaftlichkeit bringen, damit das große Potenzial der Reduzierung von Treibhausgasemissionen durch PtH auch erschlossen werden kann. Hierzu werden verschiedene Ansätze vorgeschlagen und diskutiert.

2 Aktueller Status und energiepolitische Ziele bis 2050

Im Folgenden wird einleitend dargestellt, wie sich Strom im Wärmemarkt derzeit darstellt und welche energiepolitischen Ziele die Bundesregierung langfristig vorgibt.

2.1 Aktueller Status von Strom im Wärmemarkt

Strom deckt bereits heute einen signifikanten Anteil am Wärmebedarf in Deutschland. Im Folgenden werden dabei die wichtigsten Anwendungen mit dem entsprechenden Stromverbrauch und der installierten Leistung dargestellt¹. Diese Darstellung ist die Basis, um mittels der Ergebnisse der folgenden Kapitel die zukünftige Bedeutung von Strom im Wärmemarkt gegenüber zu stellen und Handlungsempfehlungen abzuleiten.

Elektrische Wärmepumpen

Nach Auskunft des Bundesverbands Wärmepumpe e.V. waren 2013 folgende Wärmepumpen im Wohnbau installiert:

Tabelle 2-1: Wärmepumpenbestand 2013 (Quelle: [BWP 2014])

Anlage	Anzahl	Anteil Anzahl	Durchs. JAZ	Wärmeerzeugung [TWh]	Stromverbrauch [TWh]
Luft-WP (Nachtstrom)	261.625	46,9%	2,86		
Sole/Sonde-WP (Nachtstrom)	250.258	44,8%	3,46		
Wasser-WP (Nachtstrom)	46.179	8,3%	3,14		
WP Summe (Nachtstrom)	558.062	100%	3,15	12,39	3,93
Brauchwasser-WP	231.628			0,46	0,15

Dabei erfasst die Statistik nur die Wärmepumpen welche über einen separaten Stromzähler verfügen. Brauchwasser-Wärmepumpen kleiner Leistung, welche über den Haushaltstromzähler abgerechnet werden treten in der Statistik nicht als Wärmeerzeugung sondern als Haushaltstromverbrauch auf.

Noch überwiegt der Anteil der Erdwärme-Wärmepumpen. Allerdings hat sich in den letzten Jahren ein deutlicher Trend hin zur Luft-Wasser-Wärme-

¹ Dabei wird der Stromverbrauch zum Kochen (Prozesswärme Haushalte), Prozesswärme im Gewerbe und für Kälteanwendungen nicht dargestellt.

pumpe ergeben. Der Absatzmarkt hat sich fast ausschließlich auf Neubauten und Bestandsgebäude mit tiefer Sanierung nach EnEV, verbunden mit den erhöhten Anforderungen zur Primärenergieeinsparung nach EnEV, reduziert. Die Einbauzahlen von Wärmepumpen im Neubau zeigen, dass 2013 jeder dritte Neubau mit einer Wärmepumpe ausgestattet worden ist. Allerdings nutzen davon weniger als 30% die Wärmequelle Geothermie.

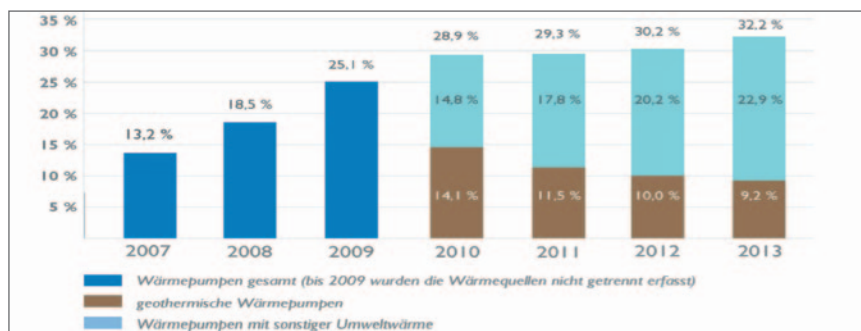


Abbildung 2-1: Anteil Wärmepumpen im Neubau (Quelle: [BWP 2014])

Nachtspeicherheizungen

Zu Nachtspeicherheizungen gibt es derzeit keine aktuellen Studien/Erhebungen. Verschiedene ältere Studien aus 2005 bis 2008 kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich der Anzahl und der durchschnittlichen Verbräuche. Häufig wird in der Fachpresse die Zahl von 1,4 Mio. Haushalten zitiert, die mit Nachtspeicherheizungen (rund 4,2 Mio. Geräte) beheizt werden. Der durchschnittliche Verbrauch liegt bei rund 9.000 kWh/a.

Geht man von einer jährlichen Rückbauquote von 3% aus, so müssten heute (2015) noch rd. 1,1 Mio. Haushalte Speicherheizungen nutzen. 2018 sind es dann noch 1 Mio. Haushalte und 2020 nur noch 940.000 Haushalte.

Auf Grund des, relativ zu anderen elektrischen Verbrauchern, hohen Jahresverbrauchs ist das elektrische DSM-Potenzial mit Nachtspeicherheizungen erheblich. 2015 kann man von knapp 10 TWh/a Jahresverbrauch ausgehen. Aufgrund der thermischen Trägheit der Systeme lassen sich rd. 50% des Tagesverbrauchs innerhalb von 24 Stunden verschieben. Durch eine intelligente Steuerung kann der Verbrauch bei hoher regenerativer Erzeugung gleichzeitig zugeschaltet werden, bei niedriger oder ausbleibender Erzeugung können die Anlagen über den Tag verteilt den Strom aufnehmen ohne Lastspitzen zu erzeugen.

Verbrauchsverhalten von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen

In [Conrad, 2014] wird der Beitrag von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen zur Jahreshöchstlast im deutschen Übertragungsnetz untersucht. Dazu wurden deutschlandweit aggregierte Lastgänge der jeweiligen

Technologie ermittelt und mit der ENTSO-E-Last ins Verhältnis gesetzt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2-2 bis Abbildung 2-4 zu sehen.

In Abbildung 2-2 sind die mittleren Wochenlastgänge /ENTSO-E-01, 2011/ der Nachtspeicherheizungen (links) und Wärmepumpen (rechts) normiert dargestellt. Es ist zu erkennen, dass Nachtspeicherheizungen einen annähernd antizyklischen Verlauf zur ENTSO-E Last aufweisen. Der Beitrag der Nachtspeicherheizungen zur Jahreshöchstlast ist dementsprechend gering. Auch Wärmepumpen weisen, bedingt durch die Sperrzeiten, tendenziell einen antizyklischen Verlauf auf. Jedoch ist dieser nicht so stark ausgeprägt, wie bei den Nachtspeicherheizungen.

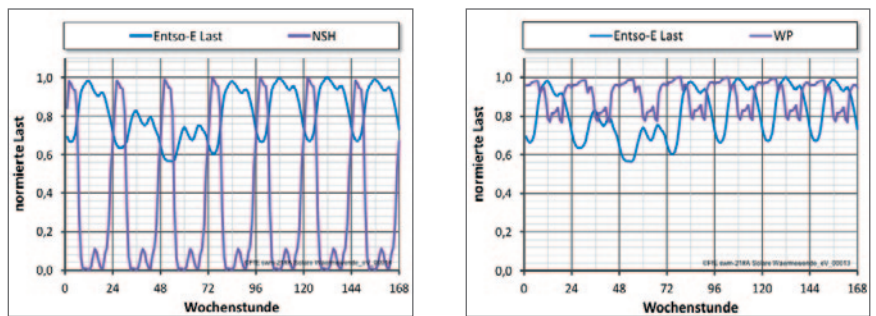


Abbildung 2-2: normierte mittlere Wochenlastgänge der Entso-E, (Quelle: FfE)
links: Nachtspeicherheizungen (NSH) und rechts: Wärmepumpen (WP)

In Abbildung 2-3 werden die Leistung von Nachtspeicherheizungen (links) bzw. die Tagesenergiemenge Wärmepumpen (rechts) über der ENTSO-E Last aufgetragen. An der Tagesenergiemenge der Wärmepumpe (rechts) ist zu erkennen, dass bei hohen ENTSO-E Lasten tendenziell auch ein großer Wärmebedarf besteht, wobei zur Jahreshöchstlast ca. 50–70% der Wärmepumpenleistung anliegt. Nachtspeicherheizungen machen aktuell ca. 100–140 MW (das entspricht 0,12–0,17%) und Wärmepumpen ca. 550–860 MW (das entspricht 0,68–1,08%) an der Jahreshöchstlast aus.

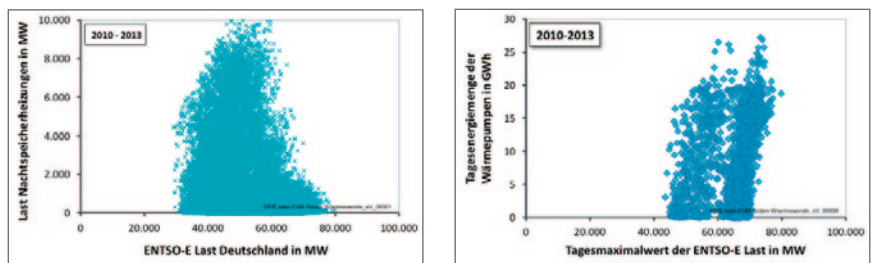


Abbildung 2-3: Last der Nachtspeicherheizungen (links) und Tagesenergiemenge der Wärmepumpen (rechts) über der ENTSO-E Last, (Quelle: FfE)

In Abbildung 2-4 ist der Anteil des Stromverbrauchs der Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen am Stromverbrauch der privaten Haushalte in den verschiedenen dena-Netzregionen dargestellt. Dieser Anteil liegt je

Ebenso wie Nachtspeicherheizungen können diese Anlagen zwar auch einen reduzierten Nachtstromtarif nutzen; aufgrund der hohen Strompreise werden sie jedoch kontinuierlich rückgebaut.

Durchlauferhitzer, Boiler (Kleinspeicher)

Die Anwendungsbilanz sieht für 2012 einen Stromverbrauch für Warmwasser von 5,72 TWh im GHD-Bereich und 19,06 TWh im Haushaltsbereich [AGEB 2014]. Wenn man 15 TWh für elektrische Trinkwarmwasserspeicher unterstellt, ergibt sich ein Verbrauch von 9,78 TWh für Durchlauferhitzer und Boiler-Systeme.

Elektrische Flächenheizsysteme

Flächenheizungen kleiner Leistung, welche über den Haushaltstromzähler abgerechnet werden treten in der Statistik nicht als Wärmeenerzeugung sondern als Haushaltstromverbrauch auf.

Industrielle Prozesswärme

Eine vollständige und detaillierte Anwendungsbilanz zur Nutzung von elektrischem Strom für die industrielle Prozesswärmebereitstellung ist in der Literatur bisher nicht bekannt. Anhand der aus Branchenstatistiken bekannten Produktionsmengen und den spezifischen Energieverbräuchen lässt sich der Prozesswärmeverbrauch einzelner Branchen abschätzen. Der industrielle Energieverbrauch für Prozesswärme im Jahr 2012 ist in Tabelle 2-2 dargestellt. Der Stromverbrauch von 40,9 TWh (entsprechend 147,2 PJ) wird von der Chlorproduktion sowie der Stahl- und Aluminiumproduktion dominiert, die zusammen bereits rd. 2/3 des gesamten Stromverbrauchs für Prozesswärmeanwendungen umfassen.

Tabelle 2-2: Industrieller Prozesswärmeverbrauch nach Branchen im Jahr 2012

Branche / Prozess	Endenergie 2012	
	Brennstoffe	Strom
	[PJ]	[PJ]
Chlor	11,3	42,2
Ammoniak	54	0,0
Glas	35,6	1,2
Stahl	461,2	27,7
Primär-Alu	0,5	26,1
Primär-Kupfer	1,4	0,7
Primär Zink	0,0	2,2
Sekundäralu	3,3	0,0
Sekundärkupfer	1,2	0,3
Lebensmittel	77,5	7,6
Druckereien	10,0	0,0
Textilindustrie	45,0	0,2
Fahrzeugbau	289,4	2,3
Gießereien	46,4	0,3
Kunststoffverarb. Industrie	53,0	11,5
Futtermittelindustrie	0,0	8,9
Papier	164,9	0,0
Sonstige Branchen	287,4	16,0
Summe	1.530,8	147,2

Prozesswärme-Anwendungen im Haushaltssektor (bspw. Kochen, Waschen, Trocknen) und im GHD-Sektor werden nicht näher betrachtet, wobei sich die Erkenntnisse aus dem Industriesektor teilweise übertragen lassen. Im Kapitel 4.2 werden die industriellen Verfahren der Elektrowärmeanwendung näher erläutert und ihr Potenzial zur flexiblen Nutzung exemplarisch analysiert.

Bestand an Elektrokesseln in der Fernwärme und Industrie

In Deutschland wurden die ersten Power-to-Heat-Projekte mit EHK von verschiedenen Stadtwerken und der Industrie umgesetzt. Die EnBW betreibt drei EHK bei den Kraftwerken Heilbronn und Altbach mit zusammen 157 MW_{el} seit Anfang der 90er Jahre.

Tabelle 2-3: Übersicht der in Deutschland betriebenen und geplanten E-Kessel

PtH-Projekte Deutschland					
Akteur	Sitz	Technologie /Einsatzort	Einsatzbereich	el. Leistung [MW]	Inbetriebnahme
Stadtwerke Tübingen	Tübingen	EHK	Fernwärme	5	geplant
EEW Energy from Waste	Premnitz	EHK	Fernwärme	20	in Betrieb
N-Ergie	Nürnberg	EHK	Fernwärme	50	in Betrieb
Infraserv Höchst	Frankfurt (Höchst)	EHK	Fernwärme	40	in Betrieb
VV Saarbrücken	Saarbrücken	EHK	Fernwärme	10	in Betrieb
Stadtwerke Schwerin	Schwerin	EHK	Fernwärme	15	in Betrieb
E.ON Ruhrenergie (Shamrock)	Herne (NRW)	EHK	Fernwärme	60	in Betrieb
Stadtwerke München	München (HKW Süd)	EHK	Fernwärme	10	in Betrieb
Stadtwerke Lemgo	Lemgo	EHK	Fernwärme	5	in Betrieb
Stadtwerke Flensburg	Flensburg	EHK; Wärmespeicher	Fernwärme	30	in Betrieb
Gemeinde Trommetsheim	Trommetsheim	Durchflusserhitzer (Biogasanlage)	Fernwärme	0,4	in Betrieb
Gemeinde Bad Staffelstein	Bad Staffelstein	Durchflusserhitzer (Biogasanlage)	Fernwärme		in Betrieb
ENBW Altbach	Altbach/Deizisau	Heißwasser-Elektrokessel	Fernwärme	100	in Betrieb
Stadtwerke Forst	Brandenburg	EHK; Wärmespeicher	Fernwärme		in Betrieb
E.ON	Ebersberg	EHK; Wärmespeicher	Fernwärme	1,2	in Betrieb
E.ON	Unterhaching	EHK; Wärmespeicher	Fernwärme	1,2	in Betrieb
E.ON	Puchheim	EHK; Wärmespeicher	Fernwärme	3,6	in Betrieb
Technische Werke Ludwigshafen AG	Ludwigshafen	Prozesserhitzer	Fernwärme	9,8	in Betrieb
Heatpool	Bad Lausick	Freizeitbad Riff	Fernwärme		in Betrieb
Enro Ludwigsfelde	Ludwigsfelde		Fernwärme		in Betrieb
Stadtwerke Kiel	Kiel	EHK; Wärmespeicher	Fernwärme	30	Ende 2016
Stadtwerke Norderstedt	Norderstedt		Fernwärme		Planung
Stadtwerke Greifswald	Greifswald		Fernwärme		Planung
BTB Berlin	Berlin		Fernwärme		Planung
DVV Dessau	Dessau		Fernwärme	30	Planung
EVO Offenbach			Fernwärme		in Betrieb
EnBW Heilbronn	Heilbronn		Fernwärme		in Betrieb
EnBW Stuttgart	Stuttgart		Fernwärme		in Betrieb

2.2 Energiepolitische Ziele für das Jahr 2050 und Schlussfolgerungen für die Energiesystemmodellierung

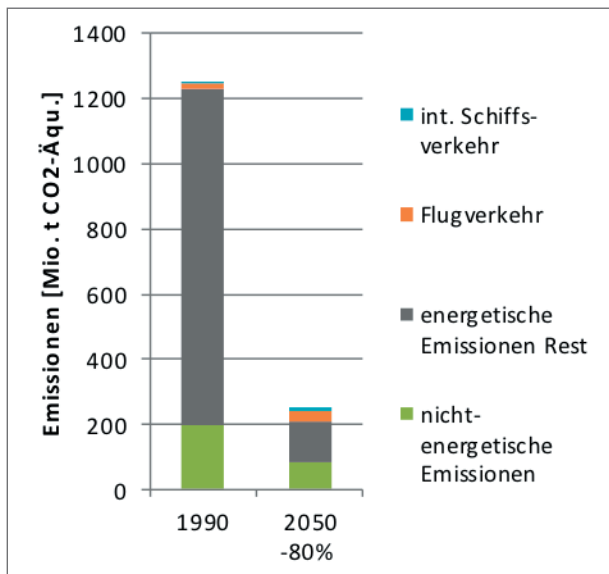
Die Bundesrepublik Deutschland und die Europäische Union haben sich energiepolitische Ziele gesetzt, um die Treibhausgasemissionen und Energieimportabhängigkeit zu reduzieren. Die einzelnen Ziele Deutschlands gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung sind in Tabelle 2-4 dargestellt.

Tabelle 2-4: Einzelziele der Energiewende

Zielvorgaben Deutschland	Basis-jahr	Zielwerte			
		2020	2030	2040	2050
Anteil EE am Bruttoendenergieverbrauch	---	18%	30%	45%	60%
Anteil EE am Bruttostromverbrauch*	---	35%*	50%*	65%*	80%
Energieverbrauch im Verkehrsbereich	2005	-10%			-40%
Anzahl Elektrofahrzeuge	---	1 Mio.	6 Mio.		
Wärmebedarf im Gebäudebestand	---	-20%			
(fossiler) Primärenergiebedarf für den Gebäudesektor	---				-80%
Energetische Sanierungsrate für Gebäude		2%/Jahr			
Primärenergieverbrauch	2008	-20%			-50%
Energieproduktivität		Steigerung um 2,1%/Jahr			
Bruttostromverbrauch	2008	-10%			-25%
Anteil der KWK am Nettostromerzeugung	---	25%			
Treibhausgasemissionen	1990	-40%	-55%	-70%	-80... -85%

* 2025: 40% bis 45%, 2035 55% bis 60%
 Quelle: Fraunhofer IWES nach [BMWi/BMU 2011]

Die Teilziele sind dabei nicht alle zueinander konsistent. Entscheidend ist dabei vor allem eine Reduzierung der THG-Emissionen. Naheliegender erscheint die Nebenbedingung, dass diese Reduzierung zu minimalen Kosten erreicht werden sollte. In Abbildung 2-5 ist dargestellt, wie hoch die Emissionen 1990 waren und wie sich ein Mindest-THG-Einsparziel um 80% bis 2050 darstellt. Insbesondere die Entwicklung des Flugverkehrs (Annahme einer Verdopplung des Verkehrsaufkommens bei Effizienzsteigerungen des spez. Treibstoffverbrauchs) und die verbleibenden nichtenergetischen Emissionen erhöhen dabei die Anforderungen an die notwendige THG-Einsparung im Energiebereich.



Quelle: Fraunhofer IWES nach [UBA 2014], Fortschreibung der historischen Entwicklung der nichtenergetischen Emissionen

Abbildung 2-5: THG-Emissionen Deutschlands

Im Rahmen der Arbeiten zu Kapitel 6 werden die Ziele der Bundesregierung für die Entwicklung von kostenoptimalen Langfristszenarien 2050 aufgegriffen. Verbindliche Ziele, die direkt als Vorgaben für die Energiesystemmodellierung wirken sind:

- Die Reduktion Stromverbrauch: Hierbei wird als eigene Interpretation das Einsparziel von –25% bis 2050 nur auf den herkömmlichen Nettostromverbrauch bezogen, ohne neue Stromverbraucher
- Die Reduktion Treibhausgasemissionen: Hierbei wird sektorübergreifend für Strom, Wärme, Verkehr, Industrie und inkl. nichtenergetische Emissionen bilanziert
 - Dabei wird davon ausgegangen, dass auch der internationale Verkehr in den Emissionsbilanzen berücksichtigt wird
 - Es wird davon ausgegangen, dass ein übergreifendes EU-Mindestziel 80% für Deutschland höhere Einsparungsanforderungen bedeutet. Aus diesem Grund und in Hinblick auf die Bandbreite des 2050er Ziels werden 2 Szenarien dargestellt: –80% / –85%
 - Ambitionierte Klimaschutzszenarien machen auch höhere Einsparungen im Bereich der nichtenergetischen Emissionen notwendig. Dies wird mit einer Bandbreite in die Szenarien eingerechnet.
- Die Reduktion Wärmebedarf: Es wird die Steigerung der Sanierungsrate 2%/Jahr unterstellt. Dabei wird keine eigene Berechnung durchgeführt sondern das Zielszenario Energierferenzprognose übernommen [Prognos 2014]. Ein Ziel zum langfristigen Endenergieverbrauch existiert nicht.
- Reduktion der Endenergie Verkehr: Das Einsparziel von –40% bis 2050 bedingt einen Mindestanteil Elektromobilität. Es wird kein eigenes Szenario entwickelt sondern das Erdgas-Szenario B der Leitstudie 2011

- übernommen, welches Elektromobilität und die emissionsärmere Gas-mobilität kombiniert. [DLR et al. 2012]
- Hinsichtlich des Industrie- & GHD-Sektors finden sich keine spezifischen Vorgaben hinsichtlich konkreter Einsparziele. Ambitionierte Klimaschutz-szenarien machen auch höhere Einsparungen im Bereich der Prozess-wärme notwendig. Deswegen wird hier mit einer Bandbreite von Szena-rien gerechnet.

2.3 VDE-Studie Energiespeicher für die Energiewende

Die im Rahmen der VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ [VDE 2012] untersuchten Szenarien basierten auf einer isolierten Betrachtung des Stromsektors. Die neuen Stromverbraucher, die im Rahmen der Sektorkopplung berücksichtigt wurden, weisen für die Anwendungen E-Mobilität und elektrische Wärmepumpen nur eine sehr geringe Durchdringung auf. Elektrokessel oder neue elektrische Verbraucher in der Industrie wurden nicht berücksichtigt. Für einen EE-Anteil im Stromsektor von 80% wurde eine EE-Erzeugung von 435 TWh/a unterstellt und für eine EE-Vollversorgung des Stromsektors von 565 TWh/a (siehe Tabelle 22). Um die klimapolitischen Ziele für 2050 sektorübergreifend zu erfüllen, reicht diese EE-Erzeugung nicht aus (siehe Kapitel 6). Die Szenarien sind daher im Rahmen dieser Studie eher als Stützjahre und als Referenz einer Stromsektor-betrachtung zu verstehen.

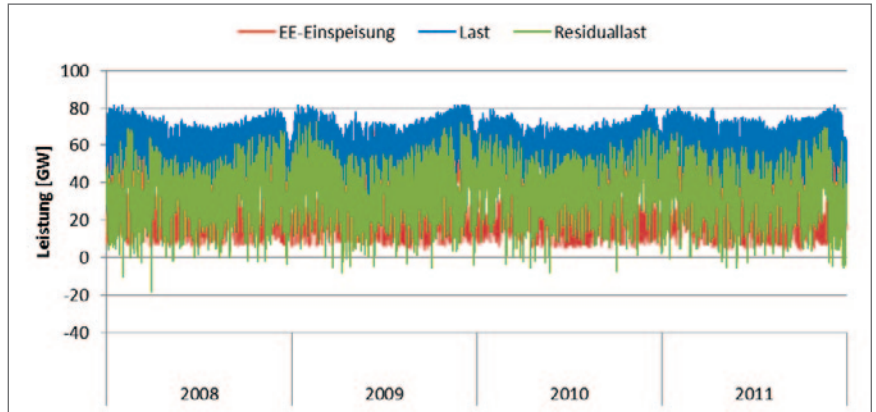
Tabelle 2-5: Szenario VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“

Anlage		2010	40% EE	80% EE	100% EE
Nettostromverbrauch	TWh/a	548	520,3	501,1	501,1
– E-Pkw	TWh/a		3,3	24,7	24,7
– el. WP	TWh/a		6,9	15,3	15,3
– Klimatisierung	TWh/a		2,5	10	10
– herkömml. Verbrauch	TWh/a	518,4	478	413,6	413,6
– Netzverluste	TWh/a	29,6	29,6	37,5	37,5
EE-Erzeugung	TWh/a	100	227	435	565

Quelle: [VDE 2012]

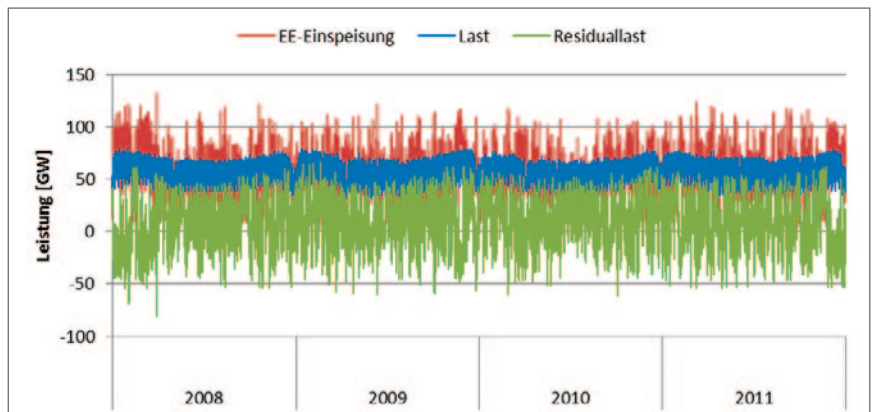
Basierend auf den Szenarien wurde der Einfluss der EE-Einspeisung auf die Höhe der Residuallast entsprechend der in [VDE 2012] beschriebenen Methodik für die Wetterjahre 2008 bis 2011 bestimmt. Zur Verdeutlichung der Dynamik des Ausbaus der fluktuierenden EE ist im Folgenden die Entwicklung der Residuallast dargestellt. Diese findet auch Eingang in die Berechnungen zum Lastmanagement auf Gebäudeebene in Kapitel 4.1.

Es sei hier nochmals darauf hingewiesen, dass sich die Szenarien aus der VDE Studie [VDE 2012] auf die EE-Anteile am Bruttostromverbrauch (ohne Wärmemarkt) beziehen. Sie dürfen nicht mit den Szenarien der vorliegenden Studie verwechselt werden, die sich auf die Reduktion der THG-Emissionen beziehen.



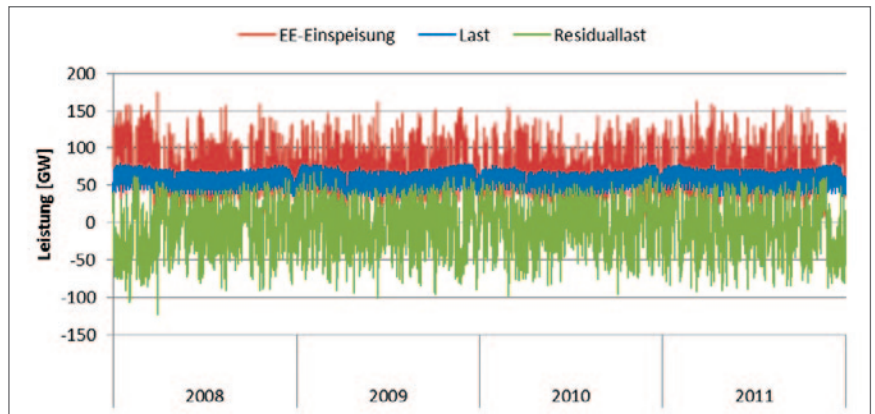
Quelle: Fraunhofer IWES

Abbildung 2-6: Ganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 40%-EE-Szenario



Quelle: Fraunhofer IWES

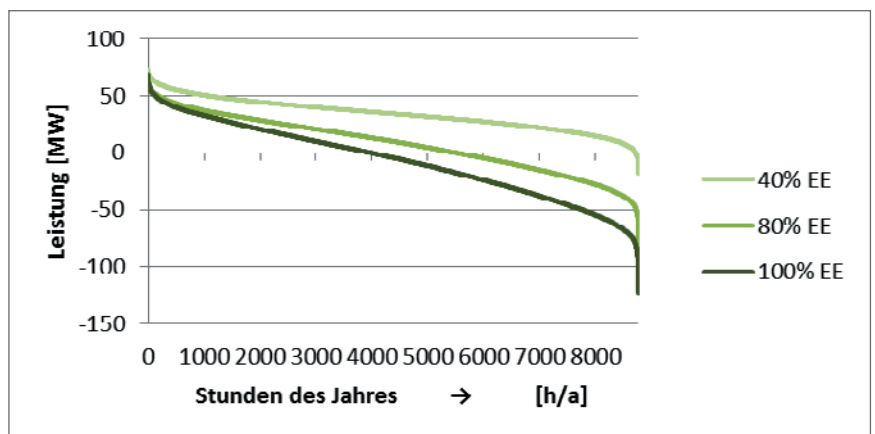
Abbildung 2-7: Ganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 80%-EE-Szenario



Quelle: Fraunhofer IWES

Abbildung 2-8: Ganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 100%-EE-Szenario

Hierbei ergeben sich im Szenario 40% EE „Nationale Überschüsse“ in Höhe von 0,16 TWh/a (0,07% der EE-Einspeisung). Im Szenario 80% EE erhöht sich dieser Wert auf 60,5 TWh/a (13,9%). Im Szenario 100% EE sind es 150,6 TWh/a (26,7%). Auch wenn dieser Wert noch nicht den Einfluss der bestehenden Pumpspeicher, Netzengpässe oder konventionelle Must-Run-Units berücksichtigt, ist er ein guter Indikator, der die Notwendigkeit zur Nutzung der Überschüsse und zur Flexibilisierung auf der Lastseite verdeutlichen. Die Vernachlässigung der Ausgleichswirkung des europäischen Auslands, ist dabei in dieser vereinfachten Analyse als ökonomisches nationales Potenzial zu interpretieren, geförderten EE-Strom national zu nutzen anstatt ihn zu sehr niedrigen Grenzkosten ins Ausland zu exportieren.



Quelle: Fraunhofer IWES

Abbildung 2-9: Jahresdauerlinien der Residuallast

Fokus der Untersuchung der Studie [VDE 2012] lag auf der Bewertung des Stromspeicherbedarfs aus nationaler Sicht (Deutschland als Insel). Als

Ergebnis ergab sich ein zusätzlicher Speicherbedarf (zu den bestehenden Pumpspeichern) von 14 GW Kurzzeitspeicher und 18 GW Langzeitspeicher im Rahmen des 80%-Szenarios und 35 GW Kurzzeitspeicher und 68 GW Langzeitspeicher (Einspeicherleistung) im Rahmen des 100%-Szenarios.

Die VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ verdeutlicht für die aktuelle VDE-Studie „Strom im Wärmemarkt“ zum einen eine Entwicklung der EE-Überschüsse aus nationaler Sicht. Zum anderen können die Ergebnisse hinsichtlich des EE-Strombedarfs und Speicherbedarfs für langfristige Szenarien mit- und ohne Berücksichtigung der Sektorkopplung Strom-Wärme verglichen werden. (siehe Kapitel 6)

2.4 Literatur zu Kapitel 2

AGEB, 2013

AG Energiebilanzen e.V.; Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012, Berlin, 2013

BMWi/BMU 2011

BMWi, BMU; Energiekonzept der Bundesregierung, Berlin, 2011

Conrad, 2014

Conrad, Jochen; von Roon, Serafin:

Beitrag elektrischer Heizsysteme zur Jahreshöchstlast im deutschen Übertragungsnetz Energiewirtschaftliche Tagesfragen, etv Energieverlag GmbH, Essen, 2014

DLR et al. 2012

DLR, Fraunhofer IWES, IfnE; Langfristszenarien, Auftraggeber BMU, Stuttgart 2012

ENTSOE01, 2011

Load and consumption data: Specificities of member countries. www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf. Brüssel: ENTSO-E, 2011

Prognos et al. 2014

Prognos, EWI, gws; Energierferenzprognose; Auftraggeber BMWi, Basel 2014

UBA 2014

Umweltbundesamt, Nationaler Inventarbericht 2014 (NIR), Dessau-Rosslau 2014

VDE 2012

VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050“, Frankfurt, 2012

3 Technik

Elektrischer Strom ist nahezu universell einsetzbar und entsprechend zahlreich sind die Anwendungsgebiete. Die wichtigsten Technologien dazu werden in diesem Kapitel vorgestellt. Das techno-ökonomische Verständnis bildet die Basis für die Definition der Eingangsparameter zur Potenzialanalyse.

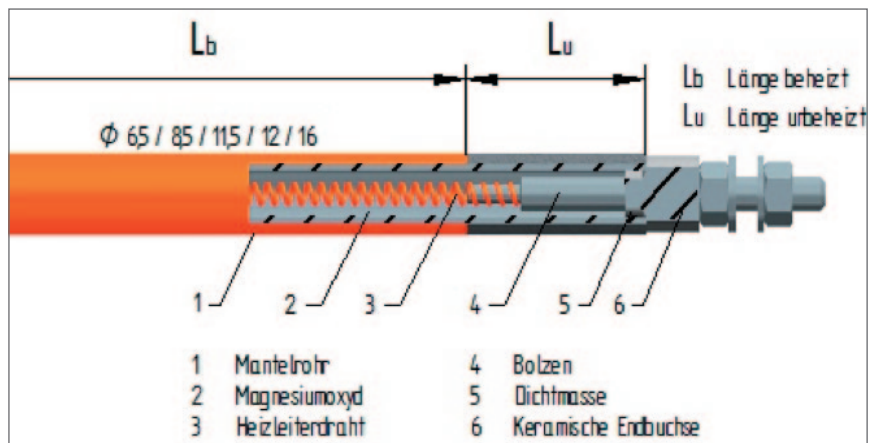
3.1 Technik elektrischer Wärmeerzeuger für Haushalte und Gewerbe

3.1.1 Heizstäbe

Heizstäbe eignen sich im Wohngebäudesektor in Kombination mit einem Pufferspeicher für die Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser.

Aufbau und Funktion

Heizstäbe bestehen, je nach benötigter Leistung, aus mehreren miteinander verschalteten Heizelementen. Wie in Abbildung 3-1 dargestellt, besteht ein Heizelement aus einem spiralförmig gewickelten Heizdrahtleiter, der in hochverdichtendes Magnesiumoxid eingebettet ist und von einem Metallrohr ummantelt wird. Führt der Heizdrahtleiter einen elektrischen Strom, entsteht aufgrund des hohen ohmschen Widerstandes Wärme, die vom Rohrmantel an das zu erwärmende Medium abgegeben wird. Je nach Verwendungszweck kann der Rohrmantel aus Kupfer, CrNi-Stahl oder Sonderlegierungen bestehen. Als Heizleiterdraht sollte nach DIN 17470 hochhitzebeständiges Widerstandsmaterial eingesetzt werden. Die hohe Verdichtung des Rohrheizkörpers gewährleistet einen sehr guten elektrischen Isolationswiderstand und eine hohe Wärmeleitfähigkeit zwischen Heizleiter und Mantelrohr. Die unbeheizte Zone des Heizelements wird durch die angeschweißten Anschlussbolzen bestimmt, welche unterschiedliche Längen und Ausführungen aufweisen können. Heizstäbe zeichnen sich durch eine hohe Betriebssicherheit aus, da keine spannungsführenden Teile offenliegen [OHMEX 2013c, HEATSYSTEMS 2013a, HEATSYSTEMS 2013b, Herbst 2013].



Quelle: [Herbst 2013]

Abbildung 3-1: Technischer Aufbau eines Rundrohrheizkörpers

Technologieeignung und Stand der Technik

Technologisch wird zwischen Heizstäben zum Einschrauben und Flansch-Heizkörpern unterschieden. Der Vorteil von Heizstäben besteht darin, dass sie in vielen Warmwassertanks für den Haushalt zur Befestigung eingeschraubt werden können. Flansch-Heizkörper tragen oft größer dimensionierte Heizelemente und besitzen einen Anschlussflansch. Durch ihre üblicherweise größere Heizfläche bei vergleichbarer Leistung ergibt sich eine geringere Oberflächenbelastung, eine Reduzierung der Kalkproblematik [Riegebauer et.al 2013] und eine höhere Lebensdauer im Dauerbetrieb [HEATSYSTEMS 2013a]

Akteure und Kostenaufstellung

Heizstäben für die Warmwassererwärmung bzw. Heizungsunterstützung sind von verschiedenen Herstellern verfügbar. Diese Heizstäbe eignen sich in Kombination mit einer fossil betriebenen Heizung und einem Wasserspeicher zur hybriden Wärmeerzeugung in Ein- oder Zweifamilienhäusern. Tabelle 3-1 zeigt auf, dass die spezifischen Kosten im Allgemeinen mit steigender Leistungsklasse sinken. Die Preisangaben beziehen sich auf die Einzelpreise inklusive Mehrwertsteuer. Die Anschlussspannung der Heizstäbe beträgt leistungsabhängig 230 V oder 400 V, wobei es üblicherweise keine Heizstäbe zum Einschrauben mit größeren Leistungen als 12 kW_{el} gibt.

Tabelle 3-1: Technische Daten und Preise von Heizstäben der Firma TWL

	Einheit	2,0 kW_{el}	3,0 kW_{el}	4,5 kW_{el}	6,0 kW_{el}	8,0 kW_{el}	12,0 kW_{el}
Preis für den Heizstab ¹	€	142,90	177,90	185,00	194,90	216,32	222,56
Spezifische Preise	€/kW _{el}	71,45	59,30	41,11	32,48	27,04	18,55

1) Heizstäbe der Firma TWL Technologie „1,5“ Gewinde

Die Tabelle 3-2 zeigt einen Vergleich von Heizstäben verschiedener Anbieter bzw. Hersteller der Leistungsklasse zwischen 8 und 9 kW_{el}. Die Preise der Anbieter weichen teilweise sehr stark voneinander ab.

Tabelle 3-2: Vergleich von Heizstäben in der Leistungsklasse um 9 kW_{el}

Firma	Einheit	Heatsystems ¹	Türk & Hillinger ²	Schindler & Hofmann ³	TWL ⁴
Leistung	[kW _{el}]	9	9	9	8
Anschlussspannung	[V]	400	400	400	400
Vorlauftemperatur	[°C]	bis 85	bis 85	bis 75	bis 85
Einbaulänge	[mm]	800	660	850	710
Preise	[€]	400,00	207,20	135,00	217,59
Spezifische Preise	[€/kW _{el}]	44,44	23,02	15,00	27,20

Quellen: ¹ HEATSYSTEMS, 2013c, ² Türk & Hillinger, 2013 ³ Schindler & Hofmann, 2013, ⁴ TWL, 2013

In Tabelle 3-3 sind Daten von Flansch-Heizkörpern der Firma Heatsystems zwischen 10 kW_{el} und 1.000 kW_{el} elektrischer Leistung aufgelistet. Der Flansch-Heizkörper mit 10 kW_{el} elektrischer Leistung eignet sich, wie die beschriebenen Heizstäbe, für die Heiz- und Trinkwassererwärmung in Ein- und Zweifamilienhäusern. Heizkörper ab ca. 100 kW_{el} führen größere elektrische Ströme und benötigen daher größere Thyristorsteuerungen und Temperaturregeleinheiten. Diese müssen dann in Schaltschränken untergebracht werden. Flansch-Heizkörper ab 100 kW_{el} können als elektrische Komponenten für die hybride Wärmeerzeugung in zentralen Heizungsanlagen verwendet werden. Die spezifischen Preise ergeben sich aus der Addition der Anschaffungskosten des Flansch-Heizkörpers und des Schaltschranks, der die Steuer- und Regeleinheit beinhaltet.

Tabelle 3-3: Technische Daten und Preise von Flansch-Heizkörpern der Firma Heatsystems

Anlage	Flansch-Heizkörper der Firma Heatsystems				
Leistung	[kW _{el}]	10	100	500	1.000
Anschlussspannung	[V]	400	400	400	400
Vorlauftemperatur	[°C]	bis 85	95	95	95
Auslegungsdruck	[bar]	-	6	6	6
Einbaulänge	[mm]	-	1.500	2.000	2.000
Preis Flansch-Heizkörper	[€]	925	1.990	8.670	15.120
Preis Schaltschrank	[€]	-	4.940	12.440	22.620
Spezifische Preise	[€/kW _{el}]	92,5	69,3	42,22	37,74

3.1.2 Elektro-Strömungserhitzer

Im Gegensatz zu den beschriebenen Heizstäben, welche einen Wärmespeicher zwingend voraussetzen, besteht auch die Möglichkeit einer direkten Integration von Elektro-Strömungserhitzern bzw. Heizpatronen in den Heiz- bzw. Warmwasserkreislauf.

Aufbau und Funktion

Elektro-Strömungserhitzer bestehen aus einem Druckbehälter mit jeweils einem Ein- und Austrittsstutzen, auch Strömungsrohr genannt und einem elektrischen Anschlussgehäuse [OHMEX 2013b]. Den Rumpf des Elektro-Strömungserhitzers bildet das Strömungsrohr, an dessen Anfang Wasser durch einen Eintrittsstutzen in die Anlage hinein und auf der anderen Seite durch einen Austrittsstutzen heraus fließt. Im Inneren des Strömungsrohrs befinden sich die Heizelemente. Die Heizelemente werden an einem Ende des Strömungsrohrs nach außen in das elektrische Anschlussgehäuse geführt. Um den Elektro-Strömungserhitzer vollständig abzudichten, werden die Heizelemente in den Prozessflansch eingeschweißt. Aufgrund des hohen elektrischen Widerstandes des CrNi-Werkstoffes während des Stromflusses kommt es zu einer Aufheizung der Heizelemente. Wasser fließt entlang der Heizelemente durch das Strömungsrohr und speichert die thermische Energie [OHMES 2013a]. Der thermische Wirkungsgrad der Anlagen liegt wie bei den Heizstäben bei ca. 99%.

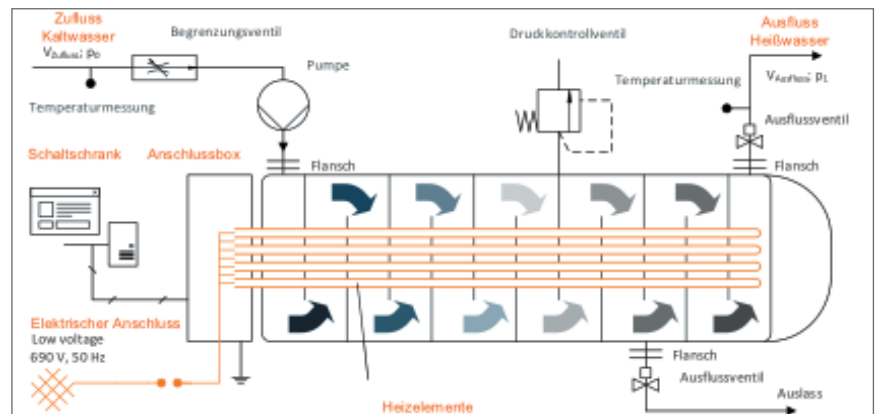


Abbildung 3-2: Technischer Aufbau eines Elektro-Strömungserhitzers

Technologieeignung und Stand der Technik

Elektro-Strömungserhitzer und Heizpatronen kleinerer Leistungsklassen eignen sich zur Integration im Haushaltsbereich. Elektro-Strömungserhitzer gibt es jedoch bis zu Leistungsklassen von 5 MW_{el} , und durch Einbindung mehrerer Geräte in einen Heizkreislauf lassen sich noch höhere Leistungen realisieren. Anwendungsgebiete von Elektro-Strömungserhitzern größerer Leistungsklassen sind Fernwärmesysteme sowie der Industriebereich (siehe Kapitel 3.1.8 und 3.2.6).

Akteure und Kostenaufstellung

Für den Einbau in den Rücklauf eines Heizungswasser-Kreislaufs eignen sich beispielsweise die in Tabelle 34 dargestellten Elektro-Strömungserhitzer der Hersteller Heatsystems und OhmEx. Beide Hersteller fertigen kleine Elektro-Strömungserhitzer mit Leistungen bis 12 kW_{el}. Die Firma OhmEx gibt für ihr Produkt einen Temperatur-Regelbereich von 5 °C bis 80 °C an. Das Gerät von Heatsystems lässt sich im Bereich zwischen 30 °C und 85 °C regeln. Beide Elektro-Strömungserhitzer besitzen einen Sensor, der vor Übertemperatur schützt. Elektro-Strömungserhitzer mit Leistungen bis 2 kW_{el} benötigen eine Anschlussspannung von 230 V. Für Geräte bis 12 kW_{el} ist eine Betriebsspannung von 400 V erforderlich.

Die Vorlauftemperaturen und der Betriebsdruck des Elektro-Strömungserhitzers von Heatsystems liegen dabei etwas höher. Die spezifischen Kosten der Elektro-Strömungserhitzer liegen etwa auf identischem Niveau. OhmEx bietet neben der langen Bauform noch eine kurze Ausführung an, die mit 475 mm Länge deutlich kompakter ist [OHMEX 2013d].

Bei den im Haushaltsbereich vielfach zur Trinkwassererwärmung eingesetzten elektrischen Durchlauferhitzern handelt es sich ebenfalls um Strömungserhitzer. Diese werden heute üblicherweise mit einer Leistung von 21 kW von verschiedenen Herstellern angeboten und benötigen einen 400-V-Drehstromanschluss. Da diese Systeme in großen Stückzahlen gefertigt werden, bewegen sich die spezifischen Preise hier zwischen 10 – 25 €/kW_{el}, abhängig vom Komfort der Temperaturregelung.

Tabelle 3-4: Vergleich von Elektro-Strömungserhitzern in der Leistungsklassen um 10 kW_{el}

Produkt		Elektro-Strömungserhitzer	
Firma		Heatsystems ¹	OhmEx ²
Leistung	[kW _{el}]	10	9
Anschlussspannung	[V]	400	400
Mechanischer Anschluss	[Zoll]	1" Muffe	1" Muffe
Betriebsdruck	[bar]	10	bis 6
Vorlauftemperatur	[°C]	bis 95	bis 85
Länge	[mm]	720	925
Kosten	[€]	1.490,00	1.436,00
Spezifische Preise	[€/kW _{el}]	149,00	159,56

¹ [Dittrich 2013]; ² [Vogler 2013]

3.1.3 Elektrische Flächenheizsysteme

Elektrische Fußbodenheizungen nach DIN EN 50559 (DIN 44576) sind eine preiswerte, komfortable und in der Praxis vielfach bewährte Alternative zu den bekannten herkömmlichen wassergeführten Heizungssystemen. Durch die gleichmäßige Wärmedarbietung über die Fußbodenoberfläche kommt das Temperaturprofil einer Fußbodenheizung der »Idealheizung« am nächsten. Ein gleichmäßiges Raumklima bewirkt, dass die tatsächliche Temperatur subjektiv um 1–2 °C wärmer empfunden wird. Das erlaubt eine entsprechende Absenkung der Raumlufttemperatur ohne Einbuße an Behaglichkeit und damit eine Energieeinsparung von bis zu 10%. Der Einsatzbereich elektrischer Fußbodenheizungen erstreckt sich vom Wohnungsbau über den gewerblichen Bereich bis hin zu öffentlichen Gebäuden.

Ausführungsarten und Wirkungsweise

Bedingt durch die Tarifgestaltung und Anschlussbedingungen der EVU sind elektrische Fußbodenheizungen in folgende Kategorien einzuteilen:

Bei Fußboden-Speicherheizungen wird die zugeführte elektrische Energie in Wärme umgewandelt und mit gewollter zeitlicher Verzögerung über die Oberfläche des Fußbodens an den zu beheizenden Raum abgegeben. Die Aufladung des Heizstrichs erfolgt während der EVU-Freigabezeiten. In der Regel sind dies acht Stunden während der Nacht und zwei Stunden am Nachmittag. Zur Temperaturfeinregulierung ist eine schnell wirkende Zusatzheizung z. B. in Form einer Randzonenheizung zu installieren.

Bei der gesteuerten Fußbodenheizung wird die aus elektrischer Energie erzeugte Wärme mit möglichst geringer zeitlicher Verzögerung über die Oberfläche des Fußbodens an den zu beheizenden Raum abgegeben. Die Aufnahme elektrischer Energie darf zusammenhängend nicht länger als zwei Stunden und täglich insgesamt nicht mehr als acht Stunden unterbrochen sein.

Bei der Fußboden-Direktheizung wird die erzeugte Wärme mit möglichst geringer zeitlicher Verzögerung abgegeben. Die Aufnahme elektrischer Energie darf daher keiner zeitlichen Einschränkung unterliegen.

Grundlagen

In der DIN EN 50559 sind die aus physiologischen Gründen max. zulässigen Fußbodenoberflächentemperaturen festgelegt. Der Temperaturunterschied zwischen der Norm-Raumtemperatur von 20 °C und der Fußbodenoberfläche soll bei der FB-Speicherheizung im zeitlichen Mittel 6,5 K und bei den anderen Typen 9 K nicht überschreiten. Die maximale Oberflächentemperatur im Bereich von Randzonenheizungen ist auf 35 °C festgelegt. Daraus ergibt sich eine maximale Heizleistung von 70 W/m² für FB-Speicherheizungen und 150 W/m² für die Randzonenheizung. Bei der gesteuerten Fußbodenheizungen und der Fußboden-Direktheizungen können,

bedingt durch gleichmäßigere Zuführung elektrischer Energie etwas höhere Werte von 80 bzw. 90 W/m² erreicht werden. Für eine korrekte Auslegung von Flächenheizungen sind die Hinweise des Bundesverbandes Flächenheizung (BVF) unter www.flaechenheizung.de zu beachten.

Steuerung von Fußbodenheizungen

Elektrische Fußbodenheizungen benötigen, da die Wärmeabgabe statisch über die Fußbodenoberfläche erfolgt, eine exakte Regelung. Speziell die Fußbodenspeicherheizung, bei der die Wärmeabgabe mit zeitlicher Verzögerung zur Aufladung geschehen soll, ist mit einer Außentemperatur und restwärmeabhängigen Aufladesteuerung auszurüsten.

Elektronische Thermostate erfüllen die Anforderung der DIN 44576. Diese Thermostate ermöglichen die getrennte Einstellung der Raum- und Fußbodentemperatur. Der NTC-Fußbodenfühler arbeitet hier als Temperaturwächter, die Temperatur ist auf max. 45 °C einzustellen. In Bädern und Duschen ist generell eine zusätzliche regelbare Wärmequelle bspw. in Form eines Konvektors einzubauen, da die Heizmattenverlegefläche durch auf dem Fußboden stehende Sanitärobjekte oft sehr klein ist und allein nicht zur Erwärmung des Raumes ausreicht. Aus diesem Grund sind hier elektronische Thermostate einzusetzen, die nur die Fußbodentemperatur in der Heizmatteebene erfassen, hierbei kommen häufig Uhrenthermostate zum Einsatz, die eine zeitgenaue Temperatursteuerung ermöglichen. Grundsätzlich gelten die technischen Anschlussbedingungen der zuständigen EVU.

Die Heizmatte

Elektrische Heizmatten sind aus Heizleitungen gefertigt, die mäanderförmig auf einem Glasfasergewebe fixiert sind. Der elektrische Anschluss erfolgt über einen Kaltleiter. Die Heizmatten können direkt auf der Abdeckung oder oberhalb der Wärmedämmung verlegt werden. Die Heizmatten mit Abschirmung können in trockenen, feuchten und nassen Räumen verlegt werden. Diese Heizleitung entspricht zusätzlich DIN VDE 0100 Teil 701 und ist in Verbindung mit einem FI-Schalter mit einem Bemessungsdifferenzstrom $I_{\Delta} \leq 30 \text{ mA}$ in Räumen mit Badewanne oder Dusche einzusetzen.

Heizestrich nach DIN EN 18560

Bei Fußbodenspeicherheizungen erfüllt der Estrich die Funktionen von Lastverteilungsschicht und Wärmespeicher in einem. Seine Dicke ist nach statischen Gesichtspunkten, sonst nach DIN EN 18560 zu ermitteln. Der raumweise Einbau von Kapillarrohrreglern in die Fußbodenkonstruktion dient der zusätzlichen Sicherheit. Bei Verlegung von Stein- und Keramikbelägen auf Speichersysteme ist die Dicke des Belages mit in die Ermittlung der Speicherschichtdicke einzubeziehen.

Die häufigste Anwendung von elektrischen Heizmatten ist als Zusatzheizung zur Temperierung von Bädern, Küchen und Wintergärten zu finden.

Durch die spezielle Konstruktion von Dünnbett-Heizmatten eröffnen sich dem Anwender neue Perspektiven hinsichtlich des Komforts. Dieses Temperiersystem wurde speziell für den Einbau in Ausgleichsmasse oder Flexkleber direkt unterhalb des Fußbodenbelages entwickelt. Durch sein geringes Höhenmaß kommt das Temperiersystem insbesondere auch bei der Altbau-Renovierung zur Anwendung. Um an der Fußbodenoberfläche ein gleichmäßiges Temperaturprofil zu gewährleisten, wurde eine geringe Längenbelastung der eingesetzten Heizleitung von nur 10–15 W gewählt. Gängige Heizmattengrößen von 0,5–1,5 m² liefern eine spezifische Leistung von 100–160 W/m². Bei schlechter oder gar fehlender Wärmedämmung in der Fußbodenkonstruktion verbessert der Einbau von Wärmedämmplatten unterhalb der Heizmatten die Wirksamkeit des Heizsystems. Der Systemaufbau ist in Abbildung 3-3 veranschaulicht.

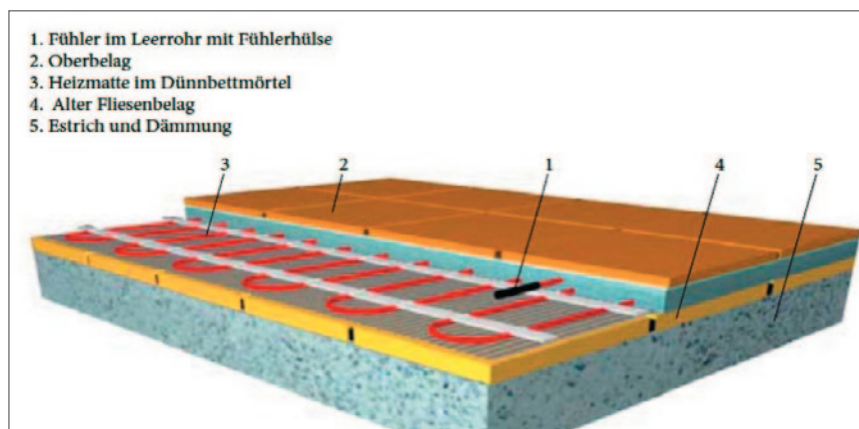


Abbildung 3-3: Fußbodenaufbau beim Einbau von Dünnbett-Heizmatten

3.1.4 Wärmepumpe

Wärmepumpen sind in der Lage, eigentlich für Heizwärme oder Warmwasserbereitung nicht brauchbare Umweltwärme in einem Temperaturbereich von –25 Grad Celsius bis 20 Grad (bei reiner Warmwasserbereitung bis 60 Grad) auf ein höheres brauchbares Temperaturniveau zu bringen. Bei Kompressionswärmepumpen wird in einem geschlossenem Kreislauf Kältemittel durch Umgebungswärme verdampft, elektrisch komprimiert und damit erhitzt. Durch die Abgabe von Wärme in den Heizkreislauf wird das Kältemittel abgekühlt, kondensiert und verflüssigt sich. Mittels Expansionsventil erfolgt anschließend ein Druckabbau mit weiterer Temperaturreduzierung des Kältemittels. Dann kann es aus der Umwelt wieder Wärme aufnehmen.

Je nach Wärmequelle stammen 60–80% der abgegebenen Wärme aus der Umwelt, der Rest wird in Form von Strom für den Antrieb des Verdichters, für Umwälzpumpen und für Steuerungszwecke eingesetzt.

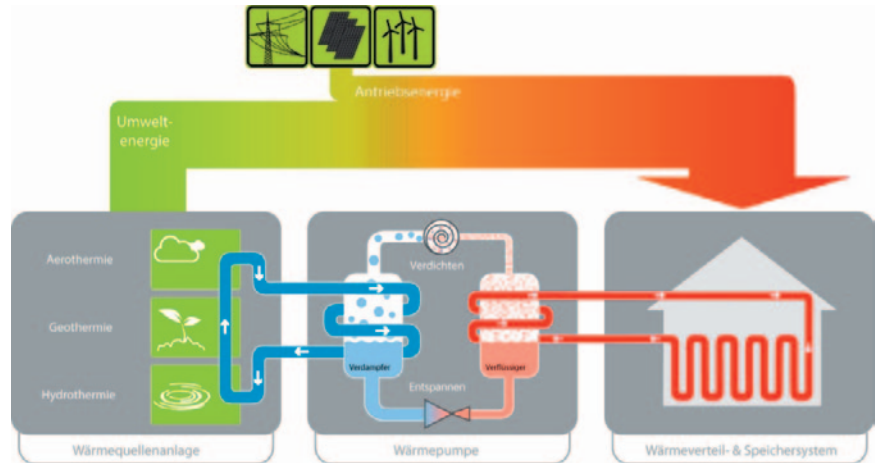


Abbildung 3-4: Funktionsweise einer Wärmepumpe (Quelle BWP)

Die Kompression bei den elektrischen Wärmepumpen erfolgt durch Scrollverdichter, Schraubenverdichter oder – in seltenen Fällen noch – Hubkolbenverdichter.

Der Wirkungsgrad von Kompressionswärmepumpen hat sich in den letzten Jahren durch den Einsatz von Scrollverdichtern, elektronisch gesteuerten Expansionsventilen und Drehzahlsteuerung des Verdichters (Inverter-Wärmepumpen) erheblich verbessert. Diese Technologie ist besonders bei Wärmepumpen wichtig, die Außenluft als Wärmequelle nutzen. Wegen der hohen Temperaturspreizung der Wärmequelle passt die Inverter-Wärmepumpe den Betrieb optimal dem jeweiligen Heizwärmebedarf an.

Leistungszahl einer Wärmepumpe

Der theoretisch maximal erreichbare COP (Coefficient of performance) oder die maximal erreichbare Leistungszahl einer Kompressionswärmepumpe berechnet sich nach dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik (Carnot'scher Kreisprozess):

- $\text{COP}_{\text{max}} = T_H / (T_H - T_Q)$
- T_H ist die erforderliche Heiztemperatur in Grad Kelvin, z. B. bei durchschnittlich 308,15 K (35 °C)
- T_Q ist die Temperatur der Wärmequelle, z. B. bei durchschnittlich 283,15 K (10 °C)
- Im Beispiel würde sich eine theoretisch maximal mögliche Leistungszahl von $308,15 / 15 = 12,3$ ergeben

Tabelle 3-5: Theoretisch erreichbarer COP einer Wärmepumpe

		T_c [°C]					
		-20	-10	0	2	20	20
T_H [°C]	35	5,6	6,8	8,8	9,3	12,3	20,5
	40	5,2	6,3	7,8	8,2	10,4	15,7
	50	4,6	5,4	6,5	6,7	8,1	10,8
	60	4,2	4,8	5,6	5,7	6,7	8,3
	70	3,8	4,3	4,9	5,0	5,7	6,9

In der Praxis wird aber in der Regel nur eine Leistungszahl erreicht, die etwa 40–60% der theoretisch möglichen Leistungszahl entspricht. Gründe dafür gibt es viele: Die Wärmepumpe braucht nicht nur Strom für den Antrieb des Kompressors, sondern auch für Förder- und Umwälzpumpen oder Lüfter sowie für die Steuerung und Regelung. Das verwendete Kältemittel spielt ebenfalls eine Rolle. Übertragungsverluste an den Wärmetauschern reduzieren die Leistungszahl. Ebenso spielen Bauart und Betriebsweise des Verdichters eine wichtige Rolle.

Der in den Datenblättern für Wärmepumpen ausgewiesene COP wird wegen der Vergleichbarkeit von Wärmepumpen immer für bestimmte definierte Prüfpunkte ausgewiesen. Die BAFA knüpft Förderzusagen an die Erzielung von Mindestvorgaben:

- Luft-/Wasser-Wärmepumpen müssen einen COP von mindestens 3,1 im Betriebspunkt A2/W35 erreichen. „A2“ steht hier für eine Lufttemperatur (A=air) von 2 °C. „W35“ ist die von der Wärmepumpe abgegebene Heiztemperatur von 35 °C.
- Sole-/Wasser-Wärmepumpen benötigen einen COP von mindestens 4,3 bei B0/W35. „B0“ bezeichnet dabei eine Soletemperatur (B=brine) von 0 °C.
- Wasser-/Wasser-Wärmepumpe brauchen einen Mindest-COP von 5,1 im Betriebspunkt W10/W35. „W10“ steht dabei für eine Wassertemperatur (W=water) von 10 °C.

Der Wirkungs- oder Gütegrad einer Wärmepumpe ist das Verhältnis zwischen tatsächlicher und theoretischer Leistungsziffer: Da nur noch Wärmepumpen gebaut werden, die die Mindestvorgaben erreichen. Liegt der Mindest-Wirkungsgrad bei A2/W35 bei 0,33, bei B0/W35 bei 0,49 und bei W10/W35 bei 0,43. In der Praxis kann bei Luft/Wasser-Wärmepumpen mit etwa 0,4, bei Soleanlagen mit 0,55 und bei Grundwasser mit etwa 0,5 gerechnet werden.

Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe

Leistungszahlen werden für Normbedingungen ermittelt. Am Beispiel der Luft-Wasser-Wärmepumpe wird aber sehr schnell klar, dass wir in Deutschland nicht über Monate hinweg Luft-Außentemperaturen von 2 °C haben, sondern dass die tatsächlichen Lufttemperaturen zwischen –20 bis +30 °C liegen können. Die benötigten Vorlauftemperaturen im Heizkreis sind abhängig von der Art der Wärmeverteilung (z. B. Radiatoren oder Fußboden), dem Dämmstandard und der Außentemperatur. Deshalb muss eine auf 60 °C ausgelegte Heizung nicht ständig mit dieser Temperatur fahren; der Heizungsregler richtet sich nach der tatsächlich benötigten Temperatur. Um diesen ständig wechselnden Bedingungen Rechnung zu tragen, hat man die Jahresarbeitszahl eingeführt. Diese gibt das Verhältnis von eingesetzter Energie (Strom bei der Kompressionswärmepumpe) zur damit erzielten Wärmearbeit wieder.

Selbst der Aufstellort und die dort herrschenden klimatischen Bedingungen (Küste oder Berge, Stadt oder Land) haben Einfluss auf die Jahresarbeitszahl. Deswegen findet man bei der Auswertung einzelner Wärmepumpenanlagen eine erhebliche Streubreite vor. Bei heute üblichen Dämmstandards für neue oder neu sanierte Häuser mit großen Heizflächen kann von Jahresarbeitszahlen von mindestens 3,1 (Luft) und 4,3 (Sole oder Grundwasser) ausgegangen werden. Gut ausgeführte Anlagen mit guten Voraussetzungen (hohe Quelltemperatur, niedrige Heiztemperatur, effiziente Wärmetauscher, effiziente Hilfsantriebe) erreichen heute Jahresarbeitszahlen > 5.

Außen- und Abluft

Als Wärmequelle für Luft-Wärmepumpen können sowohl die Außen- als auch die Abluft eines Gebäudes dienen. Unterschieden wird je nach Trägermedium für die Heizwärme zwischen zwei Systemen:

- Luft/Luft-Wärmepumpen sind besonders für die energieeffiziente Kombination von Heizung und Lüftung in Niedrigenergie- oder Passivhäusern geeignet. Dennoch ist auch in Passivhäusern aktuell eher ein Trend zu Luft-Wasser-Wärmepumpen festzustellen.
- Luft/Wasser-Wärmepumpen nehmen Energie aus der Außenluft auf und geben diese an einen mit Wasser betriebenen Heizkreislauf ab. Neben Monoblock-Geräten für die Innen- bzw. Außenaufstellung sind zunehmend auch günstige und platzsparende Split-Geräte verfügbar. Niedrige Vorlauftemperaturen im Heizkreis begünstigen die Jahresarbeitszahl. Diese Wärmepumpen sollten über große und drehzahlgesteuerte Ventilatoren verfügen, damit im Betrieb möglichst wenig Lärm entsteht.

Die Temperatur der Außenluft ist jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen und in der Heizperiode relativ niedrig, weshalb die entsprechenden

Anlagen im Vergleich zu anderen Wärmepumpen-Systemen eine geringere Effizienz aufweisen. Die durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen liegen für Neuanlagen derzeit bei 3,1, bis zum Jahr 2030 wird hier mit einem Anstieg auf durchschnittlich 4,1 (bessere Wärmeübertragung, Drehzahlsteuerung, geregelte Expansionsventile) gerechnet.

Abluft ist eine hervorragende Wärmequelle, die beispielsweise von den meisten Warmwasser-Wärmepumpen genutzt wird. Die konstanten Temperaturen wirken effizienzsteigernd, darüber hinaus wird die Entfeuchtung und Abkühlung des Aufstellungsraums (z. B. eines Lager- oder Wäschekellers) häufig als angenehmer Nebeneffekt empfunden.

Grundwasser

Wasser/Wasser-Wärmepumpen erschließen Grundwasser als Wärmequelle. Über einen Förderbrunnen wird dieses Wasser der Wärmepumpe zu- und über einen Schluckbrunnen wieder in das unterirdische Reservoir abgeführt. Durch die ganzjährig konstante und zumeist relativ hohe Temperatur des Grundwassers arbeiten die Anlagen mit hoher Effizienz, mit durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen von derzeit 4,3. Bis 2030 wird eine Verbesserung auf 5,1 (bessere Wärmeübertragung, geregelte Förderpumpen) erwartet. Grundwasser muss in ausreichender Menge und Qualität vorhanden sein, so dass diese Wärmequelle wegen des etwas höheren Aufwands für die ständige Kontrolle vor allem in größeren Anlagen zum Einsatz kommt. In manchen Gegenden Deutschlands behindern Eisen- oder Mangananteile oder auch Schwebeteilchen im Grundwasser den Einsatz von Wärmepumpen, weil diese den Schluckbrunnen oder den Wärmetauscher zusetzen können. Wasserschutzgebiete mit Verbot zur Nutzung von Grundwasser für Wärmepumpen oder zu große Förderhöhen bedeuten zusätzliche Einschränkungen. Aber wo sich Grundwasser eignet, entstehen immer sehr effiziente Anlagen.

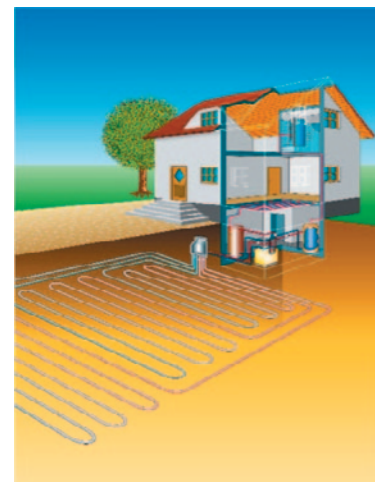


Abbildung 3-5: Wärmequellen für Wärmepumpen (Quelle BWP)

links: Grundwasser / rechts: Erdwärme

Erdwärme

Die im Erdboden gespeicherte Wärme wird durch Sole/Wasser-Wärmepumpen genutzt, und zwar mittels:

- Erdsonden: Durch Bohrung werden eine oder mehrere vertikale Sonden bis ca. 100 m Tiefe verlegt, die die in tieferen Erdschichten gespeicherte Wärme aufnehmen und der Wärmepumpe zuführen.
- Kollektoren: Erdwärmekollektoren werden horizontal unterhalb der Frostgrenze in ca. 1,5m Tiefe verlegt. Diese benötigen im Vergleich zu Sonden eine verhältnismäßig große Fläche (ca. das 1,5-fache der Heizfläche), die nicht überbaut oder bepflanzt werden darf.

Die ganzjährig konstanten Temperaturen des Erdreiches ermöglichen eine hohe Effizienz dieser Anlagen. Die Jahresarbeitszahlen liegen bei Neuanlagen durchschnittlich bei 4,3. Bis 2030 wird mit einem Anstieg auf durchschnittlich 4,8 gerechnet.

Neue Wärmequellen

Neben den klassischen Wärmequellen Luft, Erdreich und Grundwasser können auch andere Wärmequellen erschlossen werden.

Abwasser ist eine hervorragende, ganzjährig relativ warme Wärmequelle und eignet sich wegen des Erschließungsaufwands besonders zur Beheizung von Wohnsiedlungen, Gewerbebauten oder öffentlicher Gebäude mit hohem Wärmebedarf. Diese Gebäude sollten möglichst nahe an Hauptabwasserkanälen mit konstant hohem Abwasserdurchsatz liegen (Trockenabfluss > 15 l/s). Als Wärmetauscher haben sich Edelstahlwärmetauscher bewährt, die in die Kanalsohle eingebettet werden und Sole als Medium zur Wärmeübertragung nutzen. Daneben gibt es auch Wärmetauscherbecken außerhalb des Kanals. Hier wird das Abwasser aus dem Kanal in ein Becken gepumpt. Dort wird Wärme entzogen. Das abgekühlte Abwasser fließt wieder in den Kanal zurück. Beide beschriebenen Verfahren haben Vor- und Nachteile. Bei hohen Abwassertemperaturen entstehen hohe Leistungszahlen. Bei Mischwasserkanälen kann die Abwassertemperatur bei der Schneeschmelze aber auch auf knapp über 0 °C zurückgehen, was bei der Auslegung zu berücksichtigen ist. Die erreichbaren JAZ liegen zwischen denen von Sole- und Grundwasser-Wärmepumpen. Die derzeit größte und innovativste Anlage in Deutschland steht bei IKEA in Berlin. 3 Großwärmepumpen mit einer Wärmeleistung von je 500 kW beheizen das Möbelhaus und sparen jährlich etwa 770 Tonnen CO₂.

Eisspeicher sind mit Wasser gefüllte und mit Wärmetauschern (Schläuchen) versehene Beton- oder Kunststoffzisternen. Eine Wärmepumpe entzieht diesen Speichern die Wärme bis zu einer Wassertemperatur von 0 °C. Bei dieser Temperatur beginnt der Phasenwechsel. Bis das Wasser vollstän-

dig gefroren ist bleibt die Temperatur des Speichers lange bei 0 °C. Dem Speicher kann trotzdem durch die Phasenwechselenergie (334 kJ/kg) etwa 80-mal mehr Wärme entzogen werden, als sonst bei Abkühlung von Wasser um 1° (spez. Wärme 4,19 kJ/kg) zur Verfügung steht. Bedingt durch die hohe Energiedichte kann der Latentspeicher relativ klein gehalten werden. Allerdings darf der Speicher auch nicht komplett zufrieren. Wärme aus einer einfachen Solarthermie-Anlage sowie aus dem umgebenden Erdreich regeneriert den Eisspeicher. Vorteilhaft ist, dass jede Temperatur über 0 °C dem Eisspeicher Wärme zuführt. Die erreichbare JAZ liegt etwa auf dem Niveau von Sole-WP. Das Eisspeichersystem kann nahezu überall eingesetzt werden – auch dort, wo die Bodenverhältnisse die Nutzung anderer Wärmequellen einschränken.

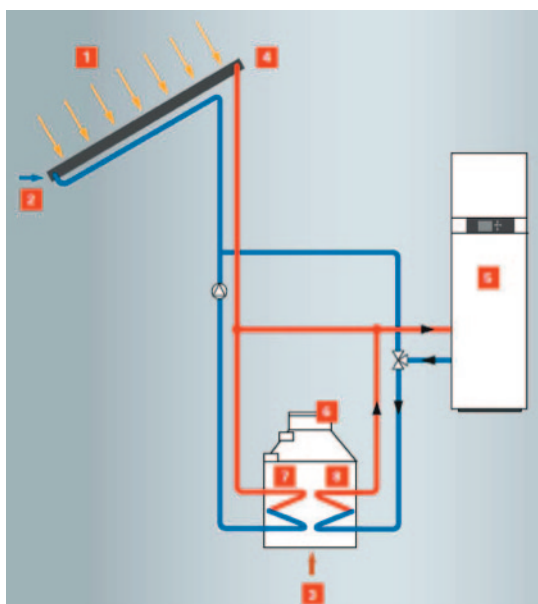


Abbildung 3-6: Prinzip des Eisspeichers auf der Wärmequellenseite einer Wärmepumpe

Auch Abwärme aus Kälteanlagen kann prinzipiell über eine Wärmepumpe in den Rücklauf eines Nach- oder Fernwärmesystems eingespeist werden und so zur Raumwärmeversorgung beitragen (siehe auch Kap. 3.1.7).

Mehrgeschossiger Wohnbau

Durch den immer geringer werdenden Heizwärmebedarf bei neuen und sanierten Wohngebäuden sowie die vermehrte Ausstattung mit Flächenheizungen werden zunehmend auch mehrgeschossige Wohngebäude mit Wärmepumpen ausgestattet. Als Wärmequellen dienen hier Erdwärme, Grundwasser oder auch Abwasser. Neu entwickelte Hochtemperaturwärmepumpen sind heute auch in der Lage, Vorlauftemperaturen von bis zu 98 °C zu erzeugen. Bei Nutzung einer Wärmequelle von 10 °C sind diese Aggregate immerhin noch doppelt so effizient wie eine Direktheizung.

3.1.5 Nachtspeicher

Die elektrische Speicherheizung, auch Nachtspeicherheizung, Nachtstromspeicherheizung, Nachtspeicherofen oder Niedertarif-Speicherheizung genannt, ist eine elektrisch betriebene Heizung, bei der ein Wärmespeicher in Schwachlastzeiten durch im Vergleich zum Normaltarif günstiger angebotenen elektrischen Strom der Stromversorger aufgeheizt wird. Dieser Tarif wird auch als Nachtstrom bezeichnet. Dazu wird der elektrische Strom in den Schwachlastphasen in der Nacht und am Nachmittag genutzt, um den Speicher aufzuheizen. Die Wärme wird dort über einige Stunden gehalten. Um Niedertarifstrom zu nutzen bedarf es spezieller Stromzähler mit zwei Zählwerken für Hochtarif (HT, Tagstrom oder Normaltarif) und Niedertarif (NT oder Nachtstrom) sowie einer Einrichtung zur Tarifschaltung. Die Umschaltung wird von den Energieversorgungsunternehmen (EVU) meist mit Tonfrequenz-Rundsteuertechnik oder über Langwellenfunk (Funkrundsteuertechnik) ferngesteuert durchgeführt, vereinzelt auch über Zeitschaltuhren in der Hauptverteilung des Kunden. Die Abbildungen 3-5 und 3-6 illustrieren die wesentlichen Komponenten.

Ein Nachtspeicherofen ist ein weitgehend wärmegeämmtes, elektrisch betriebenes Heizgerät, in dem Formsteine mit hohem Magnesitgehalt als Wärmespeicher dienen. Der Speicherkern kann Temperaturen von bis zu 650 °C erreichen. Die Wärme wird stetig durch Wärmestrahlung und Konvektion in den Raum abgegeben, wobei die Wärmeabgabe durch ein Gebläse beschleunigt werden kann, um die gewünschte, höhere Temperatur schneller oder überhaupt zu erreichen. Das Gebläse fördert die Raumluft durch das erhitzte Steinpaket und ist mit einem Thermostat gekoppelt. Für eine an die Außentemperatur angepasste Aufladung des Speicherofens sorgt meist eine von der Außentemperatur abhängige Ladesteuerung.



Abbildung 3-7: links: Nachtspeicher-Anlagenschema mit den wichtigsten Komponenten rechts: Zweitarif-Drehstromzähler mit Zählwerken für Nebentarif (oben) und Haupttarif (unten) sowie integriertem Rundsteuerempfänger

3.1.6 Hybride (bivalente) Wärmeerzeuger zur Kopplung von Energiesystemen

Im Zusammenhang mit Wärmeerzeugern werden unter Hybridsystemen Heizungsanlagen verstanden, die auf zwei unterschiedliche Energieträger zurückgreifen können. Gelegentlich werden derartige Systeme auch als „bivalente“ Systeme bezeichnet. In der Vergangenheit bezog sich der Begriff „Hybrid-Heizung“ nur auf die Kombination einer solarthermischen Anlage mit einer Gas-Therme. Im Rahmen der vorliegenden Studie ist es naheliegend, den Ansatz einer Nutzung unterschiedlicher Energieträger zu erweitern /W. Münch et al., 2015/, /M. Kleimaier, 2013/.

Wie bereits dargestellt, ist eine Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Quellen insbesondere durch die Volatilität der erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind gekennzeichnet. Da Strom aus erneuerbaren Quellen einerseits nicht in jedem Augenblick in der gewünschten Menge zur Verfügung steht und andererseits zu gewissen Zeiten mit erheblichen Überschüssen zu rechnen ist, sind auf der Lastseite Systeme gefragt, die ihre Nachfrage dem fluktuierenden Dargebot anpassen können. Elektrische Heizsysteme, insbesondere solche, die eine gewisse Wärmespeicherkapazität besitzen, können einem fluktuierenden Erzeugungsdargebot im Tagesrhythmus üblicherweise gut folgen. Im Langzeitbereich muss jedoch auch eine mehrwöchige Windstille bei gleichzeitig stark reduzierter Sonneneinstrahlung in den Wintermonaten beherrscht werden. Ein hierfür dimensionierter Wärmespeicher wäre sehr groß und zudem unwirtschaftlich, da die gespeicherte Energie nur sehr selten – vielleicht nur ein- bis zweimal pro Jahr – umgewälzt würde, der Speicher aber die überwiegende Zeit aufgeladen bereit stehen müsste. Die dabei in Wärmespeichern auftretenden Stand-by-Verluste wären zudem sehr hoch.

Für die Langzeitspeicherung muss daher auf andere Möglichkeiten zurückgegriffen werden. Hierfür bieten sich gut speicherbare gasförmige, flüssige oder feste Energieträger an, wie z. B. Methan (Erdgas, Synthesegas oder Biogas), Heizöl (aus fossilen Quellen oder synthetisiert), Kohle oder Biomasse (Pellets, Holz-Hackschnitzel ...). Bei monovalenten Stromheizsystemen muss in Zeiten von nicht ausreichender Strom-Erzeugung aus erneuerbaren Quellen ein anderer Stromerzeuger auf Basis der vorgenannten Energieträger die Stromversorgung sicherstellen. Dies können entweder zentrale Großkraftwerke sein oder auch kleine, flexibel einsetzbare dezentrale Stromerzeuger, wie z. B. KWK-Anlagen. KWK-Anlagen würden dann während der Flautezeiten den lokalen Wärmebedarf decken und gleichzeitig die Stromversorgung von weiteren elektrischen Wärmeerzeugern, bevorzugt Wärmepumpen, übernehmen. Dies setzt eine ausgewogene Durchmischung der beiden Systeme voraus.

Eine andere Möglichkeit besteht darin, dass während der Zeiten mit nicht ausreichender EE-Erzeugung die Wärme vorübergehend nicht elektrisch, sondern direkt aus einem der o. g. Energieträger erzeugt wird. Dies wird

hier als hybrides (oder bivalentes) Wärmeerzeugungssystem bezeichnet. Die beiden Wärmeerzeuger können entweder in einer Anlage integriert sein (z. B. elektrischer Heizstab, der in eine konventionelle Heizungsanlage eingebaut ist) oder die beiden Heizsysteme können auch voneinander getrennt sein (z. B. eine elektrische Wärmepumpe und ein zusätzlicher Kaminofen). Großtechnisch können z. B. auch Fernwärmesysteme mit hybriden Wärmeerzeugern ausgestattet werden (s. Kapitel 3.1.8). Der Vorteil derartiger Hybridsysteme liegt darin, dass für die o. g. Flautezeiten für die Wärmeerzeugung keine separaten Stromerzeuger (zentral oder dezentral) in dem erforderlichen Umfang vorgehalten werden müssen. Diesem investiven Vorteil steht allerdings ein energetischer Nachteil gegenüber, da die Brennstoffe für die direkte Wärmeerzeugung mit einer geringeren Effizienz (maximal annähernd 1) eingesetzt werden, als wenn mit Strom – mit diesen Brennstoffen erzeugt – eine hoch-effiziente elektrische Wärmepumpe unter Ausnutzung von Umweltwärme betrieben würde (Effizienz in Abhängigkeit von der Jahresarbeitszahl bis zu 4,5), s. Kapitel 5.2.2.

Kurz- bis mittelfristig, d. h. bei nur seltenen und geringen Überschüssen aus erneuerbaren Energien, bietet sich die Ergänzung konventioneller Heizungsanlagen mit einem elektrischen Heizstab an. Eine sporadische Betriebsart mit geringen Benutzungsstunden erfordert dynamische Systeme mit möglichst niedrigen Investitionskosten. Elektrische Heizstäbe sind kostengünstig und außerdem gut und schnell regelbar. In vielen Fällen sind derartige Heizstäbe im Warmwasserspeicher bereits vorhanden. Sie werden dort zur zeitweisen Aufheizung des Trinkwassers benötigt, um der Verkeimung mit Legionellen vorzubeugen.

Im Vergleich zu konventionellem Lastmanagement, das üblicherweise massiv in die Gewohnheiten und Prozesse von Kunden eingreift, wird der Kunde bei Hybrid-Heizsystemen in der Regel gar nicht merken, ob die Wärme für Heizung oder Warmwasser gerade mit Strom oder mit einem anderen Energieträger erzeugt wird. Somit ergeben sich für den Kunden keinerlei Komforteinbußen und keine Einschränkungen hinsichtlich Zeitpunkt und Dauer. Daher ist eine sehr gute Akzeptanz zu erwarten.

Durch den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen in einem hybriden Heizsystem werden zeitweise fossile Energieträger substituiert. Ohne diesen elektrischen Heizstab würde auch bei EE-Überschüssen z. B. weiterhin fossiles Gas verbrannt werden. Durch den Heizstab wird damit zwar nicht wie bei Power-to-Gas (P2G) aus „grünem“ EE-Strom mittels physikalisch/chemischer Prozesse synthetisches „grünes“ Gas tatsächlich „erzeugt“, bilanziell wird jedoch durch die im Vergleich zu P2G deutlich höhere Effizienz des Heizwiderstandes sogar etwa die doppelte Menge „grünes“ Gas dem Gasversorgungssystem zur Verfügung gestellt. Diese direkte Nutzung von EE-Überschüssen zur zeitweisen Substitution von fossilem Erdgas wird daher gelegentlich als „virtuelle Methanisierung“ bezeichnet. Das nicht be-

nötigte Gas verbleibt also im Gassystem (mit den bekannten großen Speicherkapazitäten: in Deutschland derzeit etwa 230TWh_{th}) und steht dort für eine beliebige spätere Nutzung zur Verfügung. Die Funktionsweise wird in Abbildung 3-8 am Beispiel einer Gas-Hybridheizung dargestellt. Sofern bei EE-Überschuss kein direkter äquivalenter Wärmebedarf vorliegt, kann nicht benötigte Wärme in einem Wärmespeicher gepuffert werden. Aus diesem kann dann z. B. bei kurzfristiger EE-Unterdeckung die Wärme entnommen werden, ohne hierfür den Gaskessel einsetzen zu müssen. Bei länger anhaltendem Mangel an EE-Strom kann das zuvor in dem virtuellen Speicher bevorratete „grüne“ Gas im Mix mit anderen Gasen eingesetzt werden.

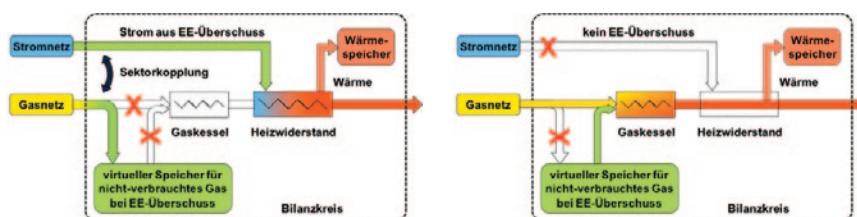


Abbildung 3-8: Prinzip eines hybriden Wärmegeräts:

links: Funktion bei EE-Überschuss

rechts: Funktion bei EE-Unterdeckung

Im Vergleich zu P2G (mittelfristiges Kostenziel für Elektrolyseure, ohne Methanisierungsstufe: 800 €/kW) sind die Kosten für Heizwiderstände deutlich geringer (die Kosten hierfür können auf Basis elektrischer Durchlauferhitzer mit etwa 10...25 €/kW veranschlagt werden). Die Kosten, die für die Erzeugung von Synthesegas mittels P2G-Anlagen aus „überschüssigem“ EE-Strom heute zugrunde gelegt werden müssen, sind aufgrund hoher Systemkosten bei gleichzeitig geringen Vollast-Benutzungsstunden sowie geringer Wirkungsgrade noch sehr hoch. Selbst unter optimistischen Kostenentwicklungen bei der Anlagentechnik werden unter der Annahme von realistischen Benutzungsstunden, die für die Nutzung von EE-Überschüssen in den nächsten 10–20 Jahren angesetzt werden müssen (deutlich unter 1000 Stunden/Jahr), mittelfristig kaum Kosten unter 30 ct/kWh für „erneuerbares“ Methan erreichbar sein. Will man hingegen Elektrolyseure – wie allgemein üblich – mit sehr hohen Vollast-Benutzungsstunden betreiben, so muss der Strom zu marktüblichen Konditionen beschafft werden und stammt dann auch nur zum Teil aus erneuerbaren Quellen. Es macht daher keinen Sinn, dieses wertvolle Synthesegas in einem Heizkessel zu verbrennen. Die Aufrüstung einer konventionellen Heizung mit einem elektrischen Heizstab zu einer Hybridheizung könnte also prinzipiell kurz- bis mittelfristig eine sinnvolle und kostengünstige Option darstellen, wenn die Kosten sowohl auf der Gas- als auch auf der Stromseite verursachergerecht weitergegeben würden.

Derzeit ist der zeitweise Ersatz fossiler Energieträger durch EE-Strom aufgrund des Regulierungsrahmens und der unterschiedlichen Preisstruktur für Strom und fossile Energieträger wirtschaftlich jedoch nicht darstell-

bar: Während Erdgas für Privatkunden heute etwa zwischen 6...7 ct/kWh kostet, liegt der Preis für Strom, inklusive der anfallenden Steuern und Abgaben, bei über 25 ct/kWh. Selbst bei Stromgestehungskosten von Null wären die Strombezugskosten immer noch deutlich höher als die Gasbezugskosten, so dass diese energetisch sinnvolle Option nicht genutzt wird. Es wäre daher wünschenswert, wenn die Politik diese Bereitstellung von „grünem“ Gas durch „virtuelle Methanisierung“ entsprechend honorieren würde und ähnlich wie bei Biogas oder Synthesegas aus P2G-Anlagen eine angemessene Vergütung gewähren würde.

Durch den annähernd konstanten Energiebedarf zur Trinkwassererwärmung pro Haushalt von etwa 6 kWh/Tag steht ganzjährig bereits ein großes Nutzungspotenzial für Stromwärme zur Verfügung, das mit hybriden Heizsystemen erschlossen werden kann. Während der Heizperiode in den Wintermonaten kann ein entsprechend größeres Potenzial genutzt werden. Nimmt man an, dass für Privatkunden mit Anschlussleistungen der Heizwiderstände zwischen 1...20 kW gerechnet werden kann, so wird bei ca. 20 Mio. installierten Heizungsanlagen auf Basis von Gas oder Öl in Deutschland das große Potenzial zur Lastflexibilisierung erkennbar.

Elektrische Heizstäbe lassen sich jedoch nicht nur zum Abbau von Erzeugungsspitzen bei volatilen erneuerbaren Energien einsetzen. Im Rahmen eines Projektes / HWWI 2014/ konnte jetzt gezeigt werden, dass sich derartige Systeme auch gut zur Bereitstellung von Regelleistung eignen. Eine Vermarktung von Regelleistung durch einen bedarfsgerechten Einsatz der Heizwiderstände kann die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessern. Gemäß der genannten Studie erscheinen somit Amortisationszeiten von wenigen Jahren möglich. Auch großtechnisch wird dies bereits genutzt, indem bestehende Fernwärmesysteme zur Erbringung von Regelleistung mit elektrischen Zusatzheizungen, in diesem Fall sog. Elektrodenkessel (s. Kapitel 3.1.9), nachgerüstet werden.

Langfristig, mit zunehmendem Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien, werden die Benutzungsstunden des Einsatzes von zusätzlichen Brennstoffen stark zurückgehen, so dass sich der energetische Nachteil einer direkten Brennstoffnutzung im Wärmesektor immer weniger bemerkbar machen wird. In gleichem Maße werden jedoch auch die Benutzungsstunden für flexibel einsetzbare Stromerzeuger zurückgehen und somit wird eine Investition in diese sog. „Schattenkraftwerke“ speziell für die Bereitstellung von Heizstrom immer weniger lukrativ, unabhängig davon, ob diese zentral oder dezentral (z. B. als KWK-Anlagen) vorgehalten werden. Auch für diese Langfristszenarien bieten sich hybride Systeme an. Im Privatkundenbereich wäre dies eine dezentrale elektrische Wärmepumpe, z. B. kombiniert mit einem Kaminofen oder mit einer Öl- bzw. Pelletheizung, die nur für wenige Tage im Jahr, insbesondere bei Flautezeiten, benötigt würde. Großtech-

nisch sind hierfür elektrische Großwärmepumpen in Kombination mit einem konventionellen Spitzenlastkessel in Betracht zu ziehen.

3.1.7 Wärmerückgewinnungssysteme

Vor einer Investition in neue Wärmeerzeugungsanlagen sollte stets zunächst die Nutzung vorhandener Wärmeströme mittels geeigneter Wärmerückgewinnungssysteme untersucht werden. An dieser Stelle ist von direkter Wärmerückgewinnung die Rede, wenn die nutzbare Wärme innerhalb des eigentlichen Prozesses wieder eingesetzt wird. Von Abwärmenutzung spricht man in der Regel dann, wenn die Abwärme nicht direkt innerhalb des ursächlichen Prozesses wiederverwendet wird, sondern einem anderen Prozess als Nutzenergie zu Verfügung gestellt wird (beispielsweise die Nutzung der Abwärme aus Druckluftkompressoren zur Erwärmung von Brauchwasser). In der Praxis werden die beiden Begriffe Wärmerückgewinnung und Abwärmenutzung jedoch häufig gleichgesetzt und nicht mehr explizit unterschieden.

Grundsätzlich gibt es drei verschiedene Verfahren zur Rückgewinnung von Wärmeströmen. Neben Wärmepumpen (siehe Kapitel 3.1.4) stehen verschiedene rekuperative sowie regenerative Verfahren zu Verfügung, in welchen oftmals zusätzlich elektrische Antriebs- bzw. Zusatzheizsysteme zum Einsatz kommen.

Bei rekuperativen Verfahren wird die zu Verfügung stehende Abwärme (Wärmequelle) direkt über eine Trennfläche auf die Wärmesenke übertragen. Es kommt zu keiner Berührung und somit zu keinem direkten Stoffaustausch zwischen den Systemen. Die wichtigsten Vertreter von rekuperativen Wärmerückgewinnungssystemen sind Platten- und Rohrbündelwärmetauscher.

Plattenwärmetauscher bestehen aus vielen dicht aneinander liegenden Platten, durch welche die jeweiligen Wärmemedien strömen. Oftmals wird die Wärmeübertragung zusätzlich durch profilierte Platten erhöht. Die Systeme werden entweder im Gegenstrom- oder im Kreuzstromprinzip ausgeführt. Auch eine Kombination beider Verfahren kann in manchen Anwendungsfällen sinnvoll sein. Plattenwärmetauscher erreichen dabei sehr hohe Wirkungsgrade und weisen trotz ihrer kompakten Bauweise eine sehr hohe Wärmestromdichte auf. Bei kleinen Übertragungsleistungen stellen Plattenwärmetauscher in der Regel die kostengünstigste Lösung dar.

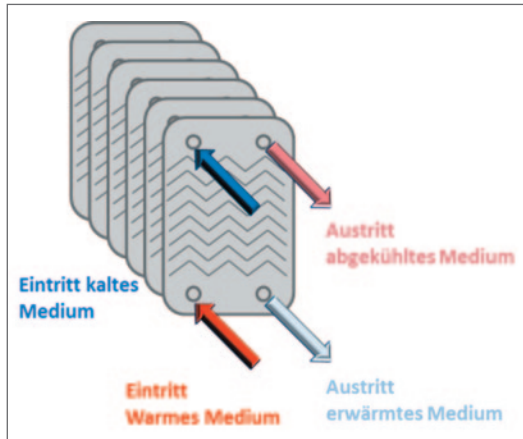


Abbildung 3-9: Aufbau eines Plattenwärmetauschers, /F. Biedermann, 2014/

Rohrbündelwärmetauscher bestehen aus einer Vielzahl an Wärmeübertragerrohren, welche oftmals zusätzlich durch Lamellen profiliert sind. Durch diese zu sog. Rohrbündeln zusammengefassten Rohre fließt eines der Wärmeübertragungsmedien. Das zweite Medium strömt durch den außenliegenden Mantelbehälter. Gleichzeitig sorgen Umlenkbleche innerhalb des Mantelbehälters für eine möglichst gleichmäßige Durchströmung. Standard-Rohrbündelwärmetauscher werden auf Grund ihrer Größe jedoch meist im industriellen Maßstab verwendet. Da Rohrbündelwärmetauscher zudem meist nur dann zum Einsatz kommt, wenn Wärme an ein flüssiges Medium übertragen werden soll, findet dieser in Haushalten oder im Gewerbe nur selten Verwendung.

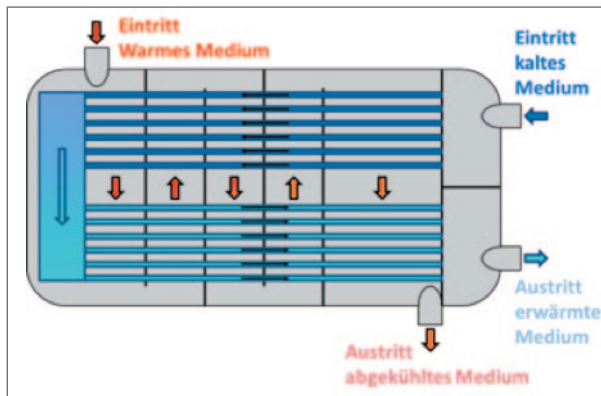


Abbildung 3-10: Aufbau eines Rohrbündelwärmetauschers, /F. Biedermann, 2014/

Im Unterschied zu den oben beschriebenen rekuperativen Systemen nutzen regenerative Systeme ein Zwischenmedium zur Wärmeübertragung, in welchem die Wärme über einen bestimmten Zeitraum zwischengespeichert wird. Dieses Medium kann prinzipiell fest oder flüssig sein. Der bekannteste Vertreter der rekuperativen Wärmeübertrager ist der sog. Rotationswärmetauscher.

Rotationswärmetauscher übertragen die Wärme zwischen zwei parallel zueinander laufenden Luftströmen mittels eines elektrisch betriebenen

rotierenden Regenerators. Dabei wird Wärme eines Luftstroms im Regenerator zwischengespeichert und nach einer halben Drehung auf den anderen Luftstrom übertragen. Der Rotationswärmetauscher kann daher neben sensibler Wärme (bzw. im Sommer zusätzlich Kälte) auch Feuchtigkeit zurückgewinnen (sog. latente Wärme). Der Rotationswärmetauscher ist sehr effizient und kann auch bei sehr geringen Temperaturspreizungen eingesetzt werden. Haupteinsatzgebiete sind sowohl die Lüftungs- bzw. Klimatechnik, als auch Prozesslufttechnik bei hohen Temperaturen. Da jedoch auch Gerüche oder Keime übertragen werden können, ist der Einsatz beispielsweise in Sanitär- oder medizinischen Bereichen nicht möglich.

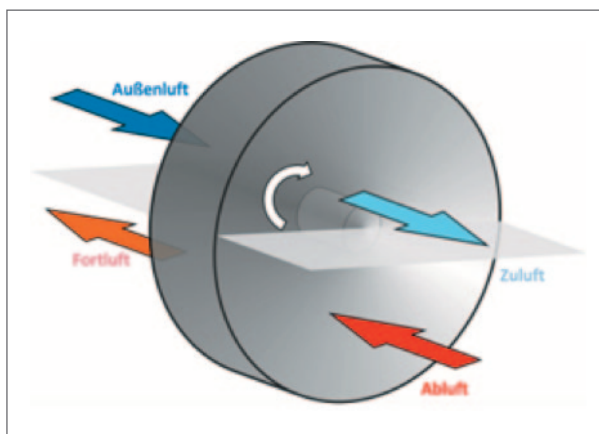


Abbildung 3-11: Aufbau eines Rotationswärmetauschers, /F. Biedermann, M. Kolb, 2014/

Soll Wärme räumlich getrennt voneinander übertragen werden, kommen schließlich sogenannte Kreislaufverbundsysteme zum Einsatz. Ein solches System besteht aus zwei räumlich voneinander getrennten Wärmeaustauschern. Zwischen ihnen zirkuliert in einem Verbundsystem ein Wärmeträgermedium, das die Wärme an die entsprechenden Wärmetauscher überträgt. Der Einbau bzw. die Nachrüstung von Kreislaufverbundsystemen ist in der Regel vergleichsweise kostenintensiv. Eine Zusammenfassung der Eigenschaften der wichtigsten Wärmerückgewinnungssysteme liefert nachfolgende Tabelle.

Tabelle 3-6: Zusammenfassung der wichtigsten Wärmeübertragungssysteme
/F. Biedermann, 2014/

System	Räumlich getrennte Zu- und Abluft möglich	Feuchterückgewinnung möglich	Rückwärmezahl	Übertragung von Keimen, Gasen oder anderen Teilchen
Platten- bzw. Kanalwärmetauscher (Kreuzstrom)	nein	nein	50 – 85%	nein
Platten- bzw. Kanalwärmetauscher (Gegenstrom)	nein	nein	60 – 90%	nein
Rotationswärmetauscher	nein	ja	65 – 90%	möglich
Kreislaufverbundsystem	ja	nein	40 – 70%	nein

Der Haupteinsatzbereich von Wärmerückgewinnungssystemen in Haushalt und Gewerbe liegt im Bereich der Raumlüftung. Solche Lüftungen mit Wärmerückgewinnung verteilen über verschiedene Kanäle die warme Luft in den entsprechenden Räumlichkeiten. Die verbrauchte Luft wird abgesaugt und abgeführt.

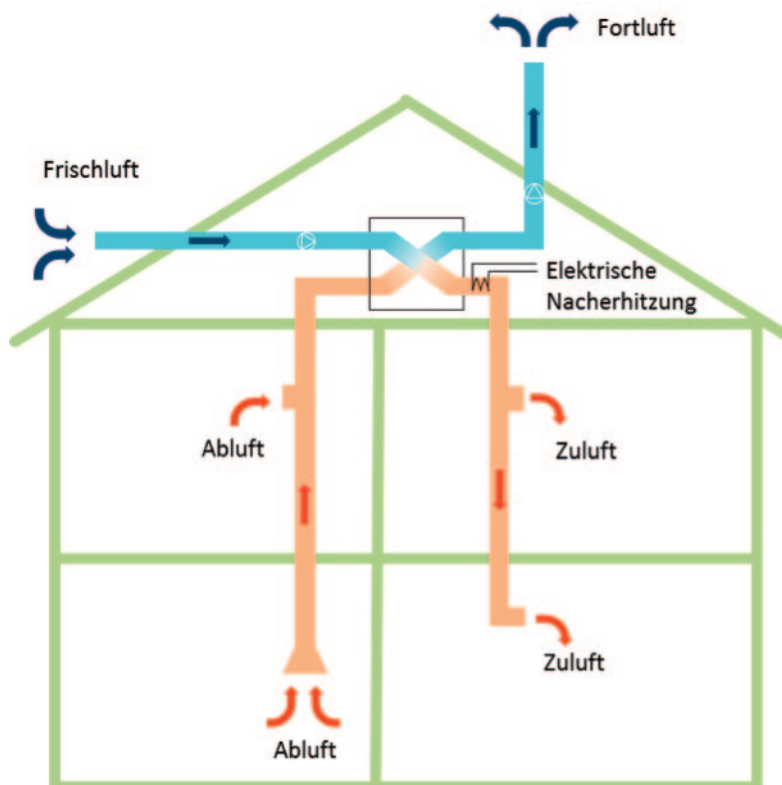


Abbildung 3-12: Prinzip einer Wohnraumlüftung mit integrierter Wärmerückgewinnung, /FE/

In Abhängigkeit der Rückwärmezahl der eingesetzten Wärmetauscher kann so bis zu 90% der benötigten Wärme mittels Wärmerückgewinnung

bereitgestellt werden. Die zusätzlich nachzuheizende Wärme wird meist direkt mittels elektrischer Heizstäbe bereitgestellt. Werden andere Wärmequellen wie z. B. eine Solarthermieanlage genutzt, muss ein zusätzliches Heizregister in die Lüftungsanlage integriert werden. Eine energieeffiziente Lüftungsanlage kostet in der Regel 40 bis 60 €/m²Wohnfläche. Zentrale Abluftanlagen ohne Wärmerückgewinnung kosten 25 bis 45 €/m² Wohnfläche. Bei einem Einfamilienhaus mit 120 m² macht dies beispielsweise 4.800 bis 7.200 € /EIH, 2014/.

3.1.8 Großwärmepumpen in der Fernwärmeversorgung

In Europa werden Großwärmepumpen bspw. in Schweden oder in der Schweiz zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Diese nutzen teilweise die Abwasserwärme (z. B. in Oslo), Seewasser (Stockholm) und werden indirekt oder direkt in das Fernwärmesystem eingebunden (Tabelle 3-22). Für einen effizienten Einsatz der Wärmepumpe muss die Rücklauftemperatur der Fernwärme möglichst niedrig gehalten werden. Gemäß Angaben vom Schweizer Wärmepumpenhersteller KWT befindet sich die Grenze für den Rücklauf bei mittleren bis größeren Wärmepumpen bei ca. 65 °C. D. h. es sind Fernwärmesysteme vorzusehen, die eine Nutzung der Energie auf tiefem Temperaturniveau ermöglichen. Die Wärmepumpe kann dann die erste Temperaturerhöhung vornehmen.

Bei sehr großen Wärmepumpen gilt dies nicht, es können noch weit höhere Temperaturen erreicht werden. Friotherm, einer der wichtigsten Hersteller für große Wärmepumpen, bietet Wärmepumpen mit Leistungen zwischen 1 und 20 MW an. Die möglichen Vorlauftemperaturen liegen bei diesen Typen im Bereich von 80 – 90°C bei Quelltemperaturen von 10 – 15°C und können je nach Rücklauftemperatur und Anzahl der Kompressoren bis auf 120°C steigen. Auch bei diesem letztgenannten Fall bleibt der COP über 2,7 bis ca. 3.

Tabelle 3-7: Fernwärmeversorgungssysteme mit Wärmepumpen

Stadt	Art der Wärmepumpe	Leistung		elektr. Leistungs- aufnahme [MW]	COP
		Wärme [MW]	Kälte [MW]		
Akalla-Kista, Stockholm	2 x Unitop 33/28CP Wärmepumpe	8,8	6,0	2,8	5,3
	1 x Unitop 33/28CP Wärme-/Kältepumpe	8,6	5,6	3,0	4,7
		13,5	10,8	2,7	9,0
	2 x Unitop 33C Kältepumpe	7,0	6,0	1,0	13,0
	1 x Unitop 33/33CP Kältepumpe	16,0	13,0	3,0	9,7
Paris	8 x Unitop Kältepumpe		52,0		
	Kompressionskältemaschine		240		2,05
	Kältezentralen in Projekt		130		
Umeå	2 x Unitop 28C Wärmepumpe	13,7		3,36	4,08
Fornebu, Oslo	Unitop 28/22CY Wärme-/Kältepumpe				
	für Sommer Unitop 22 Kältepumpe		2,65	0,515	5,14
	für Sommer Unitop 28 Kältepumpe		4,1	0,797	5,14
	für Winter Unitop 28/22 Wärmepumpe	5,40		1,795	3,0
Helsinki	5 x Unitop 50FY Sommer	90,6	60,0	30,565	2,96
	Wärmepumpe Winter	83,9	60,0	23,850	3,51
Stockholm	4 x Unitop 33/28CPY Sommer		48,0		
	Wärmepumpe Winter	35,6	23,6		
			230,0		
Sandvika, Oslo	2 x Unitop 28C Wärmepumpe	14,0	9,5		5,22
					3,1
Crolles	2 x Unitop 22BX Kältepumpe		8,8	1,8	4,78
	1 x Unitop 28CX Kältepumpe		6,0	1,2	5,0
	3 x Unitop 33CX Kältepumpe		18,0	3,6	5,0
Malmö	2 x Unitop 28C Wärmepumpe	19,0	15,5		5,43
Värtan, Stockholm	6 x Unitop 50FY Wärmepumpe	180,0		48,0	3,8
Dalian-Xinghai			10,0	1,9	5,31
	3 x Unitop 33/28 Sommer Wärmepumpe Winter	8,32 3		2,5	3,35
Zürich	2 Ein. Unitop 34 FY Winter	10			3,08
	Wärmepumpe Herbst/Frühling	13,4			3,39
Skoyen Vest, Oslo	1 x Unitop 50 FY Wärmepumpe	18,4		18,4	2,8
	1 x Unitop 34 FY Wärmepumpe	3,184		9,2	2,89

3.1.9 Elektrodenheizkessel zur Heißwasser- und Dampferzeugung

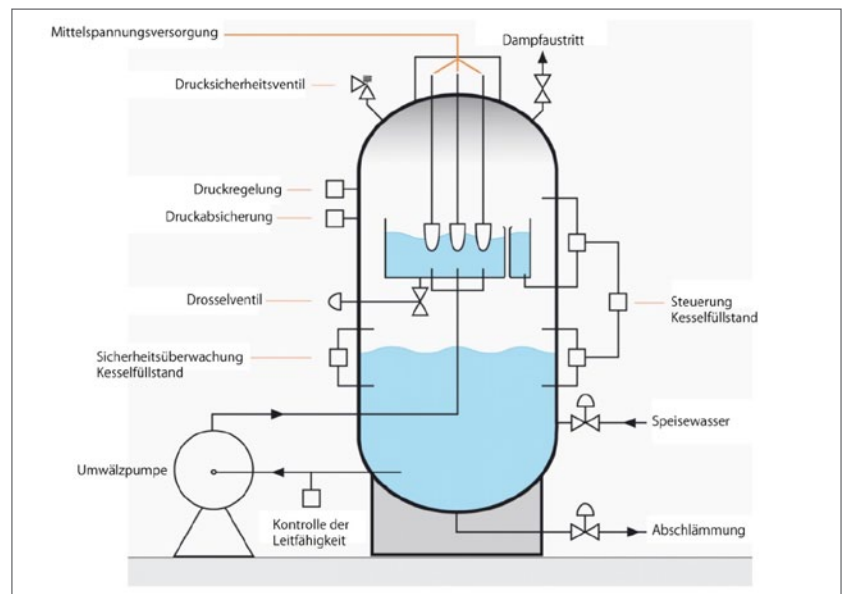
Alternativ zum Strömungserhitzer und konvektiven Widerstandserwärmer bzw. Heizstab bietet der Elektrodenheizkessel (EHK) eine Lösung für die Fernwärmeversorgung bei Stadtwerken oder auch für die Wärmeversorgung von Industrieunternehmen mit einem ganzjährig hohen Bedarf an

Heißwasser oder Dampf. Der EHK wird für die Erzeugung von Heißwasser oder Sattdampf mit einer Leistung größer als 5 MW eingesetzt. Er wird mit Mittelspannung (5–20 kV) betrieben und ist sehr schnell und präzise regelbar. Die Technik ist seit mehreren Jahren in Skandinavien im Betrieb erprobt und kommt auch in Deutschland vermehrt zum Einsatz. Die spezifischen Investitionen sind im Vergleich zu anderen Technologien gering.

Aufbau und Funktion

Das Leistungsspektrum eines EHKs beginnt bei einer elektrischen Leistung von 5 MW und endet bei 40-50 MW. Es wird ein Mittelspannungs-Stromanschluss von 5-20 kV benötigt. Das Heißwasser oder der Dampf kann bei einem Druck von bis zu 30 bar(a) und einem Wirkungsgrad von 99% erzeugt werden. Höhere Leistungsklassen sind theoretisch umsetzbar, allerdings steigen die Fertigungskosten bei höheren Leistungen und höheren Drücken extrem an. Deshalb ist ein modularer Zusammenschluss kleinerer Kessel wirtschaftlicher.

Der Grundaufbau der Elektrodenkessel ist bei Heißwasser- und Dampf-Anwendungen vergleichbar. Das EHK-System besteht aus einem äußeren und einem inneren Kesselkörper, den Elektroden, einer Umwälzpumpe, einem Niveaurohr und Verrohrung aus elektrisch nicht leitendem Material (siehe Abbildung Kesselskizze). Der innere Kessel befindet sich hängend an Isolatoren an der Decke des äußeren Kessels im oberen Teil der Anlage. Die Elektroden hängen ebenfalls an der Kesseldecke und reichen in den inneren Kessel hinein. Die Anzahl der Elektroden beträgt mindestens drei und steigt bei höheren Leistungsklassen an.



Quelle: Parat

Abbildung 3-13 Beispielhafte Darstellung eines Elektrodenkessels

Das zu erwärmende bzw. zu verdampfende Wasser wird von einer Umwälzpumpe in den inneren Kesselbehälter gepumpt. Ab einem mit dem Niveaurohr einstellbaren Wasserstand stehen Teile der Elektroden unter Wasser, wodurch es zum Stromfluss zwischen den Elektroden kommt, der das Wasser erhitzt bzw. verdampft. Die Kesselleistung wird über die Wasserbedeckung der Elektroden bestimmt. Je höher der Füllstand im inneren Kessel, desto höher ist auch die Leistung. Voraussetzung für den Stromfluss ist die Leitfähigkeit des Wassers, die durch Elektrolyten dosiert wird und im Betrieb durch Absalzung konstant gehalten wird.

In der Wärmeauskopplung und Speisewasserzufuhr unterscheiden sich die zwei EHK-Systeme. Das erzeugte Heißwasser fließt über das Niveaurohr in den unteren Bereich des äußeren Kessels und wird von da in den Vorlauf eines Wärmeverbrauchers geleitet. Das heiße Wasser kann zum Beispiel in Wärmenetze, Wärmetauscher oder Wärmespeicher eingespeist werden. Das kalte Rücklauf-Wasser der Abnehmer wird mittels der Umwälzpumpe wieder direkt in den inneren Kessel gespeist.

Bei der Dampferzeugung wird zunächst der untere Bereich des äußeren Kessels mit Wasser gefüllt. Im Betrieb wird dieses Speisewasser in den inneren Kessel hochgepumpt und dort erhitzt und verdampft. Der entstehende Sattdampf tritt im oberen Bereich des äußeren Kessels über eine Dampfleitung zum Verbraucher aus. Die abgegebene Dampfmenge muss mit frischem Speisewasser im EHK ausgeglichen und nachgepumpt werden.

Mit Hilfe der hydraulischen Regelung ist die Leistung sehr präzise und schnell einstellbar. Der Elektrodenheizkessel kann beim Kaltstart binnen 15 Minuten und im Warmstart innerhalb von 30 Sekunden auf volle Leistung gebracht werden. Die Mindestlast zur Warmhaltung des Kessels ist mit weniger als 1% der Nennleistung äußerst gering.

Mit einem Durchmesser von ca. 3 m und einer Höhe von ca. 8 m haben Elektrodenkessel sehr kompakte Abmessungen. Auch wenn zur Minimierung der Schnittstellen zum Bestand ein eigenes Kesselhaus errichtet wird, ist dieses mit einer Größe von 6 x 6 x 8 m³ problemlos in die meisten Bestandsanlagen integrierbar.

Technologieeignung und Stand der Technik

Die Technologie des EHK eignet sich besonders für die Erbringung negativer Regelleistung. Die präzise Regelbarkeit, der schnelle Lastgradient und der vollautomatisch steuerbare Betrieb ermöglichen es, alle Regelleistungsarten von Primär- über Sekundär- bis hin zur Minutenreserveleistung abzudecken (siehe hierzu auch Kap. 5.3.7).

Ursprünglich kommt die Technologie, die schon mehrere Jahrzehnte erfolgreich im Einsatz ist, aus Skandinavien. Der günstig und nachhaltig erzeugte Strom aus Wasser- und Windkraft wurde für die Grundlastherzeugung von Heißwasser und Dampf – beispielsweise in Krankenhäusern oder der Lebensmittelindustrie – eingesetzt. Die Weiterentwicklung der Regelbarkeit und der Spitzenlastfähigkeit begann in Dänemark vor ca. 10 Jahren, um die hohen Strom-Überschüsse aus Windkraftanlagen in den dort sehr gut ausgebauten Nah- und Fernwärmenetzen nutzbar zu machen.

In Deutschland wurden die ersten Power-to-Heat-Projekte mit EHK von verschiedenen Stadtwerken und der Industrie umgesetzt. Die ca. sieben Heißwasser-Projekte und zwei Dampf-Industrieprojekte verteilen sich über das ganze Bundesgebiet. In Summe gibt es mittlerweile eine installierte Leistung aller EHK von über 100 MW in Deutschland. Zudem werden Elektrodenkessel in verschiedenen Kern- und Kohlekraftwerken als Hilfskessel bzw. als steuerbare Last für den Schwarzstart eingesetzt. Für diesen Zweck betreibt z. B. die EnBW drei EHK bei den Kraftwerken Heilbronn und Altbach mit zusammen 157 MW_{el} seit Anfang der 90er Jahre.

Der EHK der Firma BVA besteht aus einem äußeren und einem inneren Kessel, den Elektroden, einer Umwälzpumpe, einem Niveaurohr und Verrohrung aus elektrisch nicht leitendem Material. Der innere Kessel befindet sich hängend an Isolatoren an der Decke des äußeren Kessels im oberen Teil der Anlage. Die drei Elektroden hängen ebenfalls an der Kesseldecke und reichen in den inneren Kessel hinein. Das zu erwärmende Wasser wird von einer Umwälzpumpe in den inneren Kessel gepumpt. Ab einem mit dem Niveaurohr einstellbaren Wasserstand stehen Teile der Elektroden unter Wasser, wodurch es zu einem Stromfluss zwischen den Elektroden kommt, der das Wasser erhitzt. Die Kesselleistung hängt somit von der Wasserüberdeckung der Elektroden ab. Jede der drei Elektroden, deren Anschlusskontakte auf dem Kesseldach angebracht sind, wird von einer Phase des Drehstromnetzes mit Spannung versorgt. Das Wasser bildet dabei einen Sternpunkt, sodass der elektrische Strom einer Elektrode über die anderen Elektroden wieder zurück ins Versorgungsnetz fließt. Aufgrund des guten Symmetrieverhaltens wird kein Rückleiter benötigt. Das heiße Wasser fließt über das Niveaurohr in den unteren Bereich des äußeren Kessels. Um eine leitende Verbindung zwischen den Kesseln in Form eines Wasserstrahls zu vermeiden, wird das Wasser zur Vergrößerung des elektrischen Widerstandes zerstäubt. Dadurch wird ein Widerstandswert von ca. 5 k Ω zwischen den Kesseln erreicht. Vom äußeren Kessel wird das heiße Wasser in das Wärmenetz weitergeleitet. Der thermische Wirkungsgrad beträgt 99,9%. In der Standardkonfiguration sind Wassertemperaturen bis zu 140 °C möglich. Zu beachten ist, dass die EHK eine Mindestaufwärmspanne von 40 K haben. Der Auslegungsdruck ist variabel, d. h. er kann den Anforderungen des Kunden angepasst werden. Die BVA-Anlagen benötigen eine Anschlussspannung von 10 kV oder 20 kV. Bei geerdetem

Transformator-Sternpunkt wird auch der innere Kessel starr geerdet. Ist der Transformator-Sternpunkt dagegen isoliert ausgeführt, dann ist auch der innere Kessel isoliert zu betreiben. Die spezifischen Preise bewegen sich zwischen 110 €/kW_{el} für einen 10-MW-Kessel und 50 €/kW_{el} für den 40-MW-Kessel [Tost, 2013].

EHK für Heißwasser der norwegischen Fa. PARAT werden in Deutschland von der Fa. AS:Scan vertrieben und installiert. Der EHK der Firma PARAT ist ebenfalls aus einem äußeren und inneren Kessel aufgebaut. Das EHK-System von PARAT besitzt im Gegensatz zur Anlage von BVA einen Wasserkreislauf. Kaltes Wasser wird zunächst über ein Einlassventil in den äußeren Kessel gefüllt. Zusätzlich wird Stickstoff eingelassen, der den Druck erhöht und den Innenraum vor Korrosion schützt. Wenn die Anlage in Betrieb genommen wird, schaltet die Zirkulations-Pumpe ein und befördert das kalte Wasser vom äußeren Kessel durch den Wärmetauscher in den inneren Kessel. Im inneren Kessel schließt das Wasser den Stromkreis zwischen den Elektroden und wird erwärmt und verdampft. Dadurch stellt sich im Kessel das angestrebte Druckniveau ein. Durch einen Dampfaustrittsstutzen an der Decke des äußeren Kessels wird Dampf in Abhängigkeit von der Betriebsleistung des EHK ausgekoppelt. Verdampftes Wasser im oberen Teil des Behälters wird von der Pumpe aus dem unteren Teil des Behälters nachgepumpt. Die elektrische Leitfähigkeit des Wassers wird durch Beimischung von Elektrolyten optimiert. Die Zuführung von Prozesswasser erfolgt in dem unteren Teil des Behälters. Die elektrische Leitfähigkeit wird fortlaufend überwacht um sicherzustellen, dass der Dampfaustritt mit den eingestellten Parametern erfolgt. [Künzli und Schütz, 2013] Die Preise für einen EHK von PARAT mit 45 MW_{el} elektrischer Leistung betragen 600 k€, die dazugehörigen Schaltanlagen kosten ca. 1,2 M€. Die gesamten Anlagenkosten bezogen auf die Auslegungsleistung, ergeben spezifische Kosten von etwa 40 €/kW_{el}.

Kostenaufstellung

EHK weisen im Bereich der Fernwärme Investitionskosten von 75–150 €/kW auf. Die Kosten sind unter anderem davon abhängig, ob ein Elektroheizkessel in ein bestehendes Gebäude eingebaut werden kann oder ein neues Gebäude errichtet werden muss. Im Industriebereich der Hochtemperatur-Prozesswärme werden höhere Anforderungen an die Anlagentechnik gestellt. Hier beträgt die Bandbreite der Investitionskosten 100–200 €/kW. Des Weiteren ist oftmals ein einmaliger Baukostenzuschuss in Höhe von 25–150 €/kW für die Erhöhung der netzseitigen Anschlussleistung notwendig. In Summe ergibt sich eine Kostenbandbreite von 100–300 €/kW im Fernwärmebereich und 125–350 €/kW im Industriebereich. Generell sinken die spezifischen Kosten bei größeren Anlagen [Agora, 2014].

3.2 Technik der elektrischen Prozesswärmeerzeugung in der Industrie

Grundsätzlich wird zwischen direkten und indirekten Verfahren unterschieden. Bei den direkten Verfahren wie bspw. beim Induktionshärten entsteht die Wärme direkt im Gut. Zu den wichtigsten physikalischen Effekten elektrothermischer Verfahren zählen die elektromagnetische Induktion, die ohmsche (konduktive) Widerstandserwärmung, die elektromagnetische Strahlung sowie die Erzeugung von Plasmen.

Elektrische Prozesse in der Industrie	
Direkte elektrische Prozesswärme	Konduktive Erwärmung Induktive Erwärmung Hochfrequenz-Erwärmung Magnetische Gleichstromerwärmung Infrarot Erwärmung Plasmaerwärmung
Indirekte elektrische Prozesswärme	Konduktive Heizelemente für Öfen und E-Kessel
Elektrolyse	Aluminium Chlor

3.2.1 Konduktive Widerstandserwärmung

Bei der konduktiven Erwärmung wird das Werkstück ein Teil des Stromkreises. Die konduktive Erwärmung ist daher den direkten Erwärmungsverfahren zuzurechnen. Der zeitliche und räumliche Temperaturverlauf wird von der Leistungsaufnahme, den elektrischen Materialeigenschaften, der Werkstückgeometrie und den Wärmeverlusten an der Oberfläche bestimmt. Die Wärmeleistung ist proportional zum Quadrat der Stromstärke ($P = R \cdot I^2$). Die Stromdichte ist proportional zum Querschnitt, so dass bereits kleine Durchmesseränderungen zu merklichen Temperaturerhöhungen führen. Für eine gleichmäßige Erwärmung ist daher ein möglichst konstanter Werkstückquerschnitt wichtig. Bei der Erwärmung mit Wechselstrom führt der Skin-Effekt zu einer inhomogenen Verteilung der Stromdichte über den Querschnitt, so dass das Werkstoffinnere weniger stark vom Strom durchflossen und erwärmt wird. Die Stromübertragung auf das Werkstück erfolgt mittels spezieller Kontaktvorrichtungen und wird vom Anpressdruck, der Kontaktgeometrie und der Oberflächenbeschaffenheit beeinflusst. Zu den vielfältigen Anwendungsgebieten gehören die Herstellung von Graphit und Siliciumcarbid, aber auch die Widerstandsschweißverfahren oder die Erwärmung von Halbfabrikaten (Knüppeln, Stangen, Rohren, Drähten, Blechen, Bändern) vor der Umformung oder Wärmebehandlung in der Stahl- und Nichteisenmetallindustrie. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 70%. Die wesentlichen Verlustquellen sind Abstrahl- und Kontaktverluste, Umrichter- und Transformatorenverluste sowie Leitungswiderstände (Baake 2010a).

Die indirekte Widerstandserwärmung wird sehr oft beim Bau von Wärmebehandlungsöfen in der Metall- oder Glasindustrie eingesetzt. Hier wird die Wärme in Widerstandsheizelementen erzeugt und über Strahlungsaustausch und ggf. konvektive Wärmeleitung auf das Ofengut übertragen. Es werden metallische oder keramische Heizelement-Werkstoffe eingesetzt. Metallische Heizelemente aus CrNi- oder ferritischen CrFeAl-Legierungen oder solche aus reinen Metallen wie Molybdän oder Wolfram sind mechanisch robust und preiswert. Keramische Werkstoffe sind Siliziumkarbid, Molybdändisilizid oder Graphit, das nur in reduzierender oder inerte Atmosphäre bzw. im Vakuum eingesetzt werden kann. Keramische Werkstoffe können bei etwas höheren Temperaturen eingesetzt werden als metallische, Graphit im Vakuum kann bis 3.000 °C eingesetzt werden (Baake 2011)

3.2.2 Induktive Erwärmung

In einem elektrischen Leiter induziert ein magnetisches Wechselfeld eine Spannung. Die dadurch hervorgerufenen Kräfte wirken auf die Ladungsträger des elektrischen Leiters und es kommt zu einem Stromfluss. Der Stromfluss verläuft stets in geschlossenen Bahnen als sog. „Wirbelstrom“ und ist mit einer ohmschen Erwärmung verbunden. Das äußere magnetische Wechselfeld wird von einer Induktionsspule, dem sog. „Induktor“ erzeugt. Die im Werkstück erzeugten Wirbelströme erzeugen ihrerseits wieder sekundäre Magnetfelder, welche dem äußeren magnetischen Wechselfeld entgegengerichtet sind. Dies führt zu einer Dämpfung des Primärfeldes und zu einer in Dickenrichtung abklingenden Stromdichteverteilung, die durch das elektromagnetische Eindringmaß δ beschrieben wird.

$\delta = \sqrt{\frac{1}{\pi f \mu \kappa}}$	π = Kreiszahl f = Frequenz des Wechselfeldes μ = magnetische Permeabilität κ = elektrische Leitfähigkeit	(3.1)
--	--	-------

Über die Frequenz kann gezielt die Dicke der zu erwärmenden Schicht beeinflusst werden. In der Praxis werden Frequenzen vom Bereich der Netzfrequenz bis in den Megahertzbereich angewandt. Die Auslegung und Optimierung der Induktoren erfolgt heute überwiegend auf numerischer Basis. Typische Anwendungen sind das Induktionshärten oder das induktive Schmelzen. Als Schmelzaggregate werden sowohl Induktionstiegelöfen als auch Induktionsrinnenöfen verwendet. Tiegelöfen benötigen keinen Sumpf und können vollständig entleert werden, während bei Rinnenöfen immer Material in der Schmelzrinne verbleiben muss. Andererseits erreichen Rinnenöfen einen insgesamt höheren Wirkungsgrad von bis zu 85%, während Tiegelöfen nur etwa 70% erreichen.

3.2.3 Hochfrequenzerwärmung

Die Hochfrequenzerwärmung beruht – wie die Mikrowellenerwärmung – auf dem Prinzip der dielektrischen Erwärmung. Dabei wird in elektrisch schwach oder nicht leitenden Stoffen mit einem hochfrequenten elektrischen Feld durch die Anregung polarisierter Moleküle Wärme erzeugt. Damit gehört die Hochfrequenzerwärmung zu den direkten Erwärmungsverfahren. Im Bereich von 0,3 bis 300 MHz sind nur wenige Frequenzbänder zur industriellen Nutzung vorgesehen, gebräuchliche sind 13,56 MHz und 27,12 MHz. Die zu erwärmenden Stoffe sollten einen dielektrischen Verlustwert von mindestens 0,02 aufweisen. Bei niedrigeren Werten muss zu höheren Frequenzen im Mikrowellenbereich übergegangen werden. Da die dielektrischen Eigenschaften des Gutes festliegen, kann bei vorgegebener Arbeitsfrequenz die einzubringende Leistungsdichte nur durch die elektrische Feldstärke beeinflusst werden. Aufgrund des dielektrischen Verlustwertes von 0,36 bei 10 MHz eignen sich wasserhaltige Stoffe sehr gut für die Hochfrequenzerwärmung. Auch andere Stoffe mit polaren Moleküleigenschaften wie Gummi oder bestimmte Kunststoff sind gut geeignet. PVC lässt sich sehr gut erwärmen, während PE oder Teflon keine Hochfrequenzenergie aufnehmen. Zur Erzeugung des elektrischen Wechselfeldes dienen i.d.R. Röhrengeneratoren mit einem Wirkungsgrad von 55–65% eingesetzt. Hochfrequenzgeneratoren auf Halbleiterbasis sind mit Wirkungsgraden über 80% deutlich effizienter. Das elektrische Wechselfeld führt bei entsprechenden Stoffeigenschaften zu einer homogenen Erwärmung des Gutes, was bei Produkten mit schlechter Wärmeleitfähigkeit vorteilhaft sein kann. Bei Trocknungsprozessen führt die selektive Erwärmung wasserhaltiger Bereiche zu einem Selbstregelungseffekt. Zudem können ggü. der konvektiven Trocknung deutlich kürzere Trocknungszeiten erreicht werden. Beispielhafte Anwendungen liegen in der Papier-, Holz-, Möbel-, Textil-, Kunststoff und Lebensmittelverarbeitung (Baake 2010c).

3.2.4 Magnetische Gleichstrom-Erwärmung

Im Gegensatz zu konventionellen Induktionsverfahren mit statischem Werkstück in einem elektromagnetischen Wechselfeld ist es auch möglich, die Erwärmung durch eine Rotationsbewegung des Werkstückes in einem statischen Magnetfeld zu erzielen. Dieses Verfahren wird von Bühner et al. in (Bühner 2009) exemplarisch beschrieben. Das Magnetfeld wird dazu in einer supraleitenden Spule aufgebaut. Für die Kühlung der Spule samt Zuführungsleitungen wird eine Leistung von lediglich 13 kW eingesetzt. Unter Berücksichtigung aller Hilfsenergieverbraucher liegt der Wirkungsgrad des Magnetheizers bei über 80%. Das Verfahren gewährleistet eine schnelle Erwärmung von Extrusionsblöcken bei sehr guter Temperaturhomogenität, so dass die Wartezeit zum Temperatúrausgleich bei konventioneller Induktionserwärmung entfallen kann. Während bei wechselstrombetriebenen Systemen bei variierenden Blockabmessungen oder Werkstoff-Legierungen jeweils Anpassungen notwendig sind, ist die magnetische Gleichstrom-Er-

wärmung wesentlich flexibler. In dem beschriebenen Beispiel erlaubt der Magnetheizer ggü. der konventionellen Induktionserwärmung von Extrusionsblöcken eine Produktivitätssteigerung von 20–25% bei vergleichbarem Kapitaleinsatz.

3.2.5 Infraroterwärmung

Die Infraroterwärmung ist ein indirektes Erwärmungsverfahren, bei dem die Energie durch elektromagnetische Strahlung von den Heizelementen auf das zu erwärmende Gut übertragen wird. Da die Energieübertragung auch von den Absorptionseigenschaften des Werkstückes abhängt, sind die Emissionseigenschaften des Strahlers entsprechend auszulegen. Ein schwarzer Strahler hat definitionsgemäß den Emissionsgrad $\epsilon = 1$, blankes Metall emittiert dagegen weniger als 10% der Leistung des idealen Strahlers und hat daher einen Emissionsgrad von $\epsilon < 0,1$. Gemäß des Stefan-Boltzmann-Gesetzes ist die Strahlungsleistung proportional zur Oberfläche des Strahlers sowie zur vierten Potenz seiner absoluten Temperatur. Je nach Strahlungsanteil werden kurzwellige (0,8–2 μm), mittelwellige (2–4 μm) und langwellige (> 4 μm) IR-Strahler unterschieden. Typische Bauarten kurzwelliger Strahler mit Oberflächentemperaturen von 2.000–3.000 K sind Halogenstrahler, Molybdändisilicid-Heizelemente und Graphitstrahler. Heizelemente aus Siliciumcarbid, Halogenstrahler mit Graphitelementen und keramische Hochleistungsstrahler arbeiten bei Temperaturen von 1.000–2.000 K. Bei den langwelligeren Strahlern mit Temperaturen bis etwa 1.000 K werden als Widerstandsdrähte aus NiCr- und AlCrFe-Legierungen sowie Glas- oder Quarzröhren mit integrierten Heizwendeln eingesetzt. Ebenso gibt es keramische Infrarotstrahler mit eingebetteten Heizwendeln. Die Infraroterwärmung bietet sehr hohe Flächenleistungsdichten, so dass ab 400 °C deutlich mehr Leistung übertragen werden kann als durch konvektive Wärmeübertragung, was im Gut zu hohen Temperaturgradienten führen kann. Der Prozesswirkungsgrad der Infraroterwärmung liegt meist um etwa 50%, so dass etwa das Doppelte der theoretisch erforderlichen Heizleistung als Wärmestrahler installiert werden muss. Beispielhafte Anwendungen sind das Trocknen und Polymerisieren von Farben und Lacken, das Erwärmen thermoplastischer Kunststoffe, das Trocknen von Textilien, Papier, Keramik oder Kunststoffen sowie das Härten von Klebstoffen. Auch Lötprozesse sind mit Infrarotheizelementen möglich (Baake 2010b).

3.2.6 Wärmepumpen für industrielle Anwendungen

Wärmepumpen sind derzeit mit thermischen Leistungen von wenigen kW_{th} bis ca. $34 \text{ MW}_{\text{th}}$ verfügbar [Wolf et.al 2014]. Hinsichtlich der Energieausnutzung sind mit elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpen je nach Temperaturhub Leistungszahlen (COP) von 2,4 bis etwa 7 möglich. Die Leistungszahl kann noch höher liegen, wenn neben der erzeugten Wär-

me auch die Kälte als Nutzenergie eingesetzt und bilanziert werden kann. Das erreichbare Temperaturniveau kommerzieller Wärmepumpen liegt im einstufigen Betrieb bei ca. 65–75 °C. Mit zwei in Reihe geschalteten Anlagen können heute mit den gängigen Kältemitteln (z. B. R134a, R407c) ca. 80 °C erreicht werden. Abbildung 3-8 gibt eine Übersicht zu den Anlagenkenngrößen verschiedener Hersteller von Großwärmepumpen.

Hersteller	Kältemittel	maximale Vorlauf-temperatur	Nennheizleistung																			
			0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	2000	3000	4000	5000	6000	8000	10000	20000	
Cofely Refrigeration	R717, R134a	65 °C	50 kW bis 1.102 kW																			
Combitherm	R134a, R245fa	80 °C bis 100 °C	20 kW bis 5.000 kW																			
Friotherm	diverse	90 °C	2.000 kW bis 20.000 kW																			
GEA Refrigeration	R717	80 °C bis 90 °C	230 kW bis 10.000 kW																			
Hybrid Energy	R717, R718	115 °C	250 kW bis 2.500 kW																			
Johnson Controls	R410a, R134a, 245fa	52 °C bis 105 °C	188 kW bis 20.000 kW																			
KKT Chillers		70 °C	200 kW bis 1.000 kW																			
Klima Jentsch	diverse	80 °C	100 kW bis 2.000 kW																			
KWT/Viessmann	diverse	60 °C bis 73 °C	15 kW bis 2.000 kW																			
Mayekawa	R717	85 °C	430 kW bis 523 kW																			
Ochsner	R134a, R407C, Öko1	50 °C bis 98 °C	65 kW bis 966 kW																			
Oilon Scancool	R410A, R134a	65 °C bis 80 °C	110 kW bis 340 kW																			
Star Refrigeration	diverse	65 °C bis 90 °C	45 kW bis 15.000 kW																			
thermea	R794	90 °C	45 kW bis 1.000 kW																			

Abbildung 3-14: Leistungsvermögen und Eigenschaften von Großwärmepumpen

Hinsichtlich des realisierbaren Temperaturniveaus von Wärmepumpen sind neue Kältemittel in der Entwicklung. Untersuchungen zum Beispiel mit R227ea lassen Temperaturen von ca. 90 °C, mit R245fa von über 140 °C realistisch erscheinen.

Die notwendige Investition für eine Wärmepumpe hängt sehr stark von der installierten Wärmeleistung ab, wie dies in Abbildung 3-9 zum Ausdruck kommt. Für Leistungen größer 100 kW liegt die spezifische Investition bei weniger als etwa 200 €/kW zzgl. der Kosten für die Integration der Anlage, die nochmals etwa denselben Betrag (60–100%) beanspruchen.

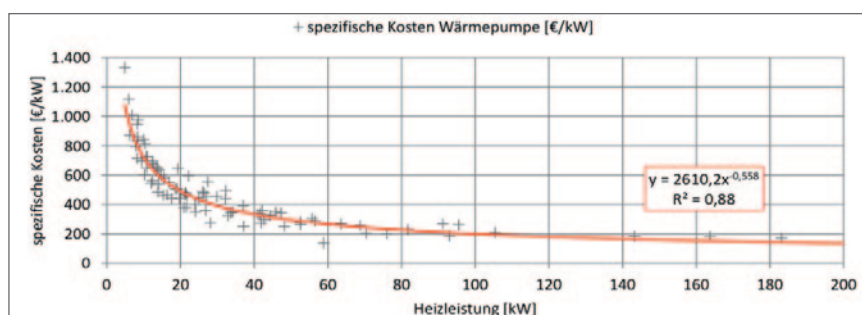


Abbildung 3-15: Spezifische Investition für Wärmepumpen-Anlagen

Die Hauptanwendung von Wärmepumpen im industriellen Bereich bestand im Jahr 2010 in der Abwärmenutzung zur Brauchwarmwasser- und Raumwärmebereitstellung. Neben der Abwärmenutzung zeigt die Nutzung von Abwasser als Wärmequelle wachsende Bedeutung [Müller et al. 2010]. Vor

allein in der Schweiz sind auf diesem Gebiet bereits eine Reihe von Projekten erfolgreich realisiert worden.

Die Nutzung von industrieller Abwärme durch Wärmepumpen zur Raum- und Prozesswärmebereitstellung oder zur Klimatisierung muss, im Vergleich zur Raumheizung durch Wärmepumpen in Einfamilienhäusern, für den einzelnen Anwendungsfall individuell geplant und ausgelegt werden. Die Produktpaletten einiger Hersteller bieten bereits standardisierte Anlagen unterschiedlicher Leistungsgrößen an, die Integration in einen bestehenden Prozess bzw. in den Wärmekreislauf eines Industriegebäudes muss jedoch durch Planer bzw. Anlagenbauer individuell durchgeführt werden. Hinsichtlich der zu nutzenden Abwärme muss geklärt werden, ob die notwendige Menge mit entsprechender Temperatur zur Verfügung steht. Bei der nutzbaren Wärmequellentemperatur sind aktuelle Wärmepumpen im Gegensatz zu Brüdenverdichtern auf eine maximale Eingangstemperatur von ca. 35 °C beschränkt, da höhere Temperaturen zu Schäden am Verdichter der Wärmepumpe führen können.

Da die mögliche darstellbare Temperatur aktueller Wärmepumpen auf ca. 75 °C begrenzt ist, müssen Anwendungen gefunden werden, welche mit diesem Temperaturniveau sinnvoll befriedigt werden können. Zusätzliche Anwendungspotenziale bis 140 °C liegen insbesondere in der Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie. Um eine Wärmepumpenanlage wirtschaftlich betreiben zu können, sollte die Anlage möglichst kontinuierlich eingesetzt werden. Zudem sinkt der COP von Wärmepumpenanlagen bei hohen Ausgangstemperaturen. Oft werden Wärmepumpen daher bei industrieller Anwendung nur zur Anhebung der Vorlauftemperatur eingesetzt, anstatt sie am Temperaturlimit zu betreiben. Bei der Integration einer Wärmepumpe kommt auch der Planung und Auslegung der notwendigen Wärmeübertrager eine große Bedeutung zu. Diese müssen einerseits geeignet sein, mit dem Medium der Wärmequelle (in der Regel Kühlwasser) wartungs- und verschleißarm betrieben zu werden. Andererseits sollte darauf geachtet werden, dass die auftretenden Übertragungsverluste minimiert werden.

Großwärmepumpen werden in Europa, z. B. in Schweden oder der Schweiz, auch zur Fernwärmeerzeugung verwendet. Hierbei kommt teilweise aufgrund geographisch günstiger Gegebenheiten als Wärmemedium Seewasser oder auch Abwasser zum Einsatz. Grundsätzlich besteht das Problem bei der Einbindung von Wärmequellen [Müller et al. 2010], die sich auf einem tiefen Temperaturniveau befinden, in ein Fernwärmenetz, das ein hohes Temperaturniveau aufweist, darin, dass viel Energie aufgewendet werden muss, um die Wärmequelle auf das notwendige hohe Temperaturniveau zu heben. Gemäß Angaben des Schweizer Wärmepumpenherstellers KWT befindet sich die Grenze für die Rücklauftemperatur der Fernwärme bei mittleren bis größeren Wärmepumpen bei ca. 65 °C. Das heißt, der

Wärmepumpeneinsatz in Fernwärmeversorgungssystemen setzt, wie der direkte Wärmepumpeneinsatz zur Raumwärmebereitstellung in Gebäuden, entsprechend ausgelegte Heizkörper bzw. einen Mindestwärmestandard der Gebäude voraus, um notwendige Vorlauf- und Rücklauftemperaturen zu erzielen.

Bei sehr großen Wärmepumpen (z. B. zwischen 1 und 20 MW der Firma Friotherm) können Vorlauftemperaturen zwischen 80 °C und 90 °C bei Quelltemperaturen von 10–15 °C erreicht werden. Die Vorlauftemperatur kann, bei einem COP von über 2,7–3,0, je nach Rücklauftemperatur und Anzahl der Kompressoren auf bis zu 120 °C gesteigert werden.

Potenzielle Wärmequellen

Das technische Potenzial zur Deckung des Niedertemperatur-Wärmebedarfs mittels Wärmepumpen liegt gemessen am Wärmeverbrauch 2010 nach Kaltschmitt bei ca. 80% im Haushaltssektor und bei 90% im GHD-Sektor. Insgesamt wird ein technisch mögliches Nachfragepotenzial von 3.036 PJ/a ausgewiesen. Das theoretische Potenzial zur Nutzung von Erdwärme mit tiefen Sonden liegt bei 1,2 Mio. PJ/a, ist also nach menschlichem Ermessen kaum begrenzt. Andererseits gibt es zahlreiche Einschränkungen, so dass das technische Erzeugungspotenzial mittels tiefer Erdsonden bei rd. 5.000 PJ/a liegt [Kaltschmitt et.al 2013]. Insbesondere im industriellen Umfeld sind neben Erdsonden auch andere Wärmequellen wie bspw. Abwärme aus Abluft oder Abwasser nutzbar, so dass die Wärmequelle kaum eine Restriktion beim Einsatz von Wärmepumpen darstellen wird.

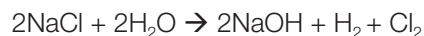
3.2.7 Prozesse und Verfahren für Stromanwendungen in der Industrie

Chlorherstellung

Die Verwendungsmöglichkeiten von Chlor sind vielfältig, was das Halogen zu einem der wichtigsten Produkte der chemischen Industrie macht. So benötigen 55% der chemischen Produktion in Europa Chloralkaliprodukte. Ungefähr ein Drittel der Chlorproduktion wird für die Herstellung von PVC und mindestens im selben Umfang für die Herstellung von Polyurethanen benötigt. Eine Produktionsmenge von 4.393 kt in 2012 macht Deutschland mit einem Anteil von 45% zu dem mit Abstand vor Belgien und den Niederlanden (16%) größten Chlorproduzenten in Europa (Euro Chlor 2013).

Derzeit existieren drei gängige Elektrolyseverfahren in der Chlorproduktion: das Diaphragma-Verfahren, das Amalgam-Verfahren und das Membranverfahren. Die Verfahren unterscheiden sich vor allem in der Art und Weise wie die entstehenden Produkte Chlor und Wasserstoff getrennt aufgefangen werden, da beim Aufeinandertreffen der zwei Stoffe das hochexplosive Chlorknallgas entsteht. Abgesehen davon kommen auch unterschied-

liche Elektroden zum Einsatz. Die wesentlichen Gesamtreaktion ist für alle Verfahren identisch (O'Brien et al. 2007):



Zwar hat sich das Membranverfahren mittlerweile als Stand der Technik durchgesetzt (vgl. Moussallem et al. 2008), in den bestehenden Produktionsstandorten in Deutschland kommen jedoch noch alle drei Verfahren zur Anwendung, die jeweils einen unterschiedlichen Stromeinsatz aufweisen. Das gewichtete Mittel wird auf 9,6 GJ/t Chlor für Deutschland geschätzt.

Das **Amalgam-Verfahren** kam in Europa zum ersten Mal im Jahre 1892 zum Einsatz und galt lange Zeit auch als das dominierende Verfahren in Deutschland (European IPPC Bureau 2013). Wesentliches Merkmal ist die flüssige Quecksilber-Elektrode an der die Natrium-Ionen aufgenommen werden. Der Einsatz von Quecksilber ist mit Gefahren verbunden, sodass die Europäische Chlorindustrie sich selbstverpflichtet hat, das Amalgam-Verfahren bis 2020 abzuschaffen. In 2012 bestand in Deutschland noch eine Produktionskapazität von 710 kt (Euro Chlor 2013). Außer der Erwärmung der Salzlösung auf Betriebstemperatur von 75–85 °C durch heißen Dampf wird der Energiebedarf elektrisch gedeckt. Der spezifische Stromeinsatz variiert je nach Zellspannung und Konfiguration der Anlage zwischen 10,89–15,84 GJ/t Chlor. Der durchschnittliche Verbrauch beträgt 12,33 GJ/t Chlor (EIPPCB 2013).

Beim **Diaphragma-Verfahren** finden alle Reaktionen in der Elektrolysezelle statt. Ein Diaphragma zwischen den Elektroden trennt die entstehenden Produkte Wasserstoff und Chlor. Nachteilig gegenüber dem Amalgam-Verfahren ist die niedrige Konzentration der entstehenden Natronlauge. Die Aufkonzentrierung mittels Prozessdampf führt zu einem höheren Energieeinsatz. Der reine elektrische Energieeinsatz liegt jedoch im Bereich von 9,44–11,28 GJ/t und beträgt im Mittel 10,11 GJ/t Chlor (EIPPCB 2013). Die Produktionskapazität in Deutschland betrug 2012 1.172 kt (Euro Chlor 2013).

Das **Membran-Verfahren** kam das erste Mal 1975 in Japan zum Einsatz. Es kommt ohne toxische Rohstoffe aus und wird als Stand der Technik angesehen. Das Verfahren basiert auf dem Diaphragma-Verfahren mit dem Unterschied, dass die Membran nur Natrium-Ionen weiterleitet. Dadurch hat die Natronlauge eine höhere Konzentration und eine geringere Verunreinigung (O'Brien et al. 2007). Das Verfahren wurde kontinuierlich weiterentwickelt und mittlerweile ist die sechste Generation Elektrolysezellen auf dem Markt. Der elektrische Energieeinsatz hängt u. a. von der Generationen ab und liegt im Bereich von 9,98 GJ/t für ältere bis 7,81 GJ/t

für neue Generationen (Reinert 2014; EIPPCB 2013). Der Mittelwert für deutsche Membrananlagen wird auf 8,23 GJ/t Chlor geschätzt.

Elektrostahlherstellung

Deutschland ist mit nahezu 44.000 kt im Jahr 2010 eine der größten stahlerzeugenden Nationen in Europa und die siebtgrößte weltweit. Stahl ist vielseitig nutzbar und steht am Anfang der Wertschöpfungskette vieler traditioneller Industrien wie z. B. der Elektrotechnik, dem Maschinen-, Stahl- und Fahrzeugbau. Bei dem dominierenden Verfahren, der Primärroute, wird Eisenerz mittels Koks in einem Hochofen reduziert. In der Sekundärroute wird Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen (engl. Electric Arc Furnace (EAF)) eingeschmolzen. Der entstehende Stahl wird deshalb auch Elektrostahl genannt und benötigt ein Drittel des Energieaufwands der Primärroute. Beim EAF werden mittels elektrischer Energie Lichtbögen mit Spitzentemperaturen von 3500°C erzeugt, welche die nötige thermische Energie für das Schmelzbad liefern. Hierbei wird unterschieden zwischen dem Gleichstromelektroofen bei dem sich die Lichtbögen zwischen einer Kathode und dem Ofenboden als Anode bilden und dem Wechselstromelektroofen bei dem sich die Lichtbögen zwischen den drei Lanzen bilden. Neben dem elektrischen Strom wird ungefähr 40% der Gesamtenergie chemisch bereitgestellt (Bandusch et al. 2012). Seit der Einführung erster EAF Mitte der 1960iger Jahren konnte der spezifische Stromeinsatz von 2.268 auf 1.242 GJ/t Rohstahl, die Tap-to-Tap-Zeiten² von 180 auf 40 min und der Elektrodenverbrauch von 6,5 auf 1,1 kg/t RS gesenkt werden (Harste und Längen 2011). Um den spezifischen Strombedarf eines EAFs zu berechnen, wurde die Formel von Köhler entwickelt. Sie beruht auf empirischen Daten und stellt den Zusammenhang zwischen dem spezifischen elektrischen Energieeinsatz des Elektrolichtbogenofens und der Vielzahl von Einflussgrößen wie Abstichttemperatur, Schlackebildner, Power-on Zeit und Sauerstoffeinsatz dar (s. Pfeifer et al. 2009). Im Jahr 2012 waren 25 EAFs in 19 Elektrostahlwerken mit einer Gesamtkapazität von 16.110 kt im Betrieb (Brunke und Blesl 2014). Der durchschnittliche spezifische Stromverbrauch wird auf 2,03 GJ/t Rohstahl geschätzt, basierend auf (Ghenda 2011) und (Arens et al. 2012). Große Energiereduktionspotenziale bietet die Verringerung der Abgasverluste (vgl. Bandusch et al. 2012; Woidasky et al. 2012; Hollands et al. 2011; Granderath 2009; Pfeifer et al. 2009).

Primäraluminiumherstellung

Die Herstellung von Primäraluminium wird oft als Beispiel für stromintensive Industrien aufgeführt. In der Tat ist der spezifische Stromeinsatz hier zehnfach höher im Vergleich zu Kupfer und mehr als zwölfmal so hoch im Vergleich zu Elektrostahl. Die in Deutschland in 2013 hergestellten 492 kt Primäraluminium wurden aufgrund der beschriebenen Eigenschaften mit

² Zeitlicher Abstand zwischen zwei Chargen

43% hauptsächlich zur Fahrzeugproduktion verwendet, gefolgt mit 14% Bauwesen und 12% Verpackungen (WVM 2014).

Die Elektrolyse von Aluminiumoxid Al_2O_3 basiert auf den Hall-Héroult-Prozess. Hierbei wird Aluminiumoxid in einem elektrolytischen Bad aus geschmolzenem Kryolith (Natriumhexafluoridoaluminat – Na_3AlF_6) in einem mit Graphit ausgekleideten Stahlbehälter, Zelle genannt, gelöst. Das Kryolith hat einen niedrigeren Schmelzpunkt als Al_2O_3 (über 2.000 °C) und senkt so den Schmelzpunkt der Schmelze auf 960°C. Über eine Kohlenstoffanode wird ein Gleichstrom mit sehr hoher Stromstärke (200–300 kA) bei niedriger Spannung (3,9 bis 4,7 V) angelegt. In der Elektrolyse wird der Sauerstoff reduziert und verbindet sich mit dem Kohlenstoff der Anode zu CO_2 , weshalb diese kontinuierlich nachgeschoben werden muss. Das flüssige Aluminium setzt sich am Boden ab und kann abtransportiert werden. Die Grundgleichung ergibt sich damit zu (Schwarz 2004):



Bei den Verfahren wird zwischen der hier vorgestellten Prebake- und Söderberg-Zelle unterschieden. Die Söderberg-Technologie verwendet flüssiges Anodenmaterial, hat einen höheren spezifischen Energieeinsatz und kommt in Deutschland nicht zum Einsatz. Bei der Prebake-Technologie ist die Anode vorgebacken. Dieser vorgeschaltete Prozess ist mit 1,391 GJ/t Aluminium energieintensiv, wird hier aber zur eigentlichen Elektrolyse nicht mitgezählt. Bei der Prebake-Technologie haben sich drei Ausführungen entwickelt. Die centre worked point centre feed (PFPB) Technologie wird als die beste verfügbare Technologie angesehen und kommt in Deutschland in den vier Aluminiumhütten mit einer Gesamtkapazität von 630 kt im Jahr 2013 ausschließlich zum Einsatz. Der spezifische Stromeinsatz kann sich im Bereich von 48,6 und 52,56 GJ/t bewegen (EIPPCB 2009; Schwarz 2008). Der gewichtete Durchschnitt wird auf 51,06 GJ/t Aluminium geschätzt.

Herstellung von Nichteisen-Metallen mit Sekundärrohstoffen

Der wesentliche thermische Energieeinsatz in der Herstellung von Nichteisen-Metallen mit Sekundärrohstoffen besteht in dem Aufschmelzen der Rohstoffe. In Metallschmelzbetrieben kommt hierfür in den letzten Jahrzehnten zunehmend elektrische Energie zum Einsatz. Im Folgenden wird daher der Einsatz von Elektroschmelzöfen in der Sekundärmetallherstellung betrachtet. Neben einem höheren Wirkungsgrad in Energiewandlung von elektrischer Energie in thermische Energie und damit reduziertem Endenergiebedarf, als auch geringere Schadstoffbelastung und höhere Wärmeleistungsdichten, gibt es eine Vielzahl von verfahrenstechnischen und metallurgischen Vorteilen. Insbesondere induktive Elektroschmelzverfahren sollen betrachtet werden, da diese gezielt zur Aufschmelzung verwendet werden. Grundsätzlich kann zwischen den zwei Ofentypen Induktions-Tiegelöfen

und dem Induktions-Rinnenofen unterschieden werden. Letzterer nutzt einen Eisenkern der das Magnetfeld führt und ist eher für die Warmhaltung von Metallschmelzen geeignet. Beim Induktions-Tiegelofen erhitzen die Wirbelströme die Rohstoffe direkt und ohne zusätzlichen Eisenkern [Stephan 2005 #1462]. Die Wirkungsgrade und spezifischen Energieeinsätze sind in Tabelle 3-8 zusammengefasst.

Tabelle 3-8: Wirkungsgrade und spezifischer Stromeinsatz von Induktions-Tiegelöfen und Induktions-Rinnenöfen

NE-Metalle	Induktions-Tiegelöfen		Induktions-Rinnöfen	
	Mittlerer Wirkungsgrad (%)	Spezifischer Stromeinsatz (GJ/t)	Mittlerer Wirkungsgrad (%)	Spezifischer Stromeinsatz (GJ/t)
Kupfer	54	1,39	88	0,936
Aluminium	65	1,90	83	1,548
Zink			85	0,36

Glasherstellung

Aufgrund der vielfältigen Anwendungsfälle und der damit verbundenen Verfahrensvariationen wird die Glasbranche unterteilt in die Produkte Flachglas, Behälterglas, Gebrauchs- und Spezialglas, Kristall- und Wirtschaftsglas sowie Mineralfasern. Die Herstellung von Flach- und Behälterglas macht mit 1.760 kt bzw. 4.068 kt 83% der Gesamtproduktionsmenge in 2012 aus. Der zentrale Schritt bei der Herstellung erfolgt in der Glasschmelzwanne und macht alleine 80% des Gesamtenergiebedarfs aus. Hier werden die Rohstoffe Sand, Soda und Kalk mit Zusatzstoffen bei 1200°C aufgeschmolzen. Um die Blasen zu entfernen wird unter Einsatz von Läutermitteln die Glasschmelze weiter auf 1.400–1.600 °C erhitzt. Die nötige Verweildauer beträgt für Behälterglas und Flachglas was sich entsprechend auf den Energiebedarf von durchschnittlich 5,5 GJ/t bzw. 7,5 GJ/t Glas auswirkt (Schaeffer und Langfeld 2014). Diese Energie wird mit Ausnahme von Elektrowannen mittels Gas- oder Ölbrenner bereitgestellt. Bei größeren Wannen reicht die Brennerflamme nicht aus um die unteren Schichten zu erwärmen, sodass am Boden der Wanne Elektrozusatzheizungen (sogenannte Booster) installiert werden. Zwar gilt Glas als guter Isolator, im flüssigen Zustand wird es jedoch elektrisch leitend. Die Elektroden werden mit einer Stromstärke von 1–1,5 kA betrieben und können bei Wannen mit einer Produktionskapazität von 450 t/d eine Leistung von 4,5 MW aufweisen. In diesem Fall beträgt der spezifische Stromeinsatz 288 MJ/t Glas. Durchschnittlich beträgt der Energieanteil der Booster 3% am Gesamtenergiebedarf der Schmelzwanne. Elektrowannen nutzen die leitenden Eigenschaften aus und Erhitzen die Glasschmelzen rein elektrisch mittels zwei Molybdänelektroden, sodass die Wärmeinbringung effizienter ist und weniger Abgase entstehen. Elektrowannen kommen dem theoretischen Minimum vom 2,52 GJ/t sehr nahe. Der übliche Bereich liegt abhängig

von der Glasqualität bei 2,52–4,68 GJ/t. Zwar ist der spezifische Energieeinsatz im Vergleich zu fossilbefeuerten Wannen geringer, aufgrund höherer Energiekosten werden sie jedoch kaum eingesetzt. Nur bei kleineren Produktionskapazitäten von 20 bis maximal 100 t/d sind die Fixkosten und Wärmeverluste im Vergleich zu fossil-befeuerten Wannen geringer, sodass Elektrowannen energiecostengünstiger sein können. Beispielsweise wird Borosilikatglas mittels Elektrowannen hergestellt (vgl. Gitzhofer 2007). Es hat eine gute chemische Beständigkeit und einen geringen Wärmeausdehnungskoeffizienten, weshalb es für Laborgeräte, im Haushalt und in der Verfahrenstechnik eingesetzt wird. Bei einer Gesamtproduktion von 88,9 kt in 2012 nach (DESTATIS 2014) wird der Anteil durch Elektrowannen hergestellten Produkte auf 29,6 kt geschätzt.

3.3 Wärmespeicher

Eine umfassende Darstellung der Wärmespeicher wurde von Hauer et al. vorgelegt (Hauer 2013). Im Zuge der Energiewende stellt die Energiespeicherung eine zentrale Anforderung für eine moderne und nachhaltige Energieversorgung dar. Insbesondere den Wärmespeichern kommt durch eine Kopplung des Strom- und Wärmesektors eine Schlüsselrolle zu. Im Bereich der sensiblen Wärmespeichertechnik hat man Zugriff auf eine Reihe von etablierten und kostengünstigen Technologien. Die latente und thermochemische Wärmespeicherung befindet sich noch im Forschungsstadium, ist aber bereits heute in Nischenanwendungen wirtschaftlich einsetzbar. Beide Speichertechniken verfügen aufgrund hoher realisierbarer Wirkungsgrade und Speicherdichten über ein enormes Entwicklungspotenzial [Sternner 2014].

Zur Beschreibung der verschiedenen Arten der Wärmespeicherung existieren unterschiedliche Kriterien. Gängige Möglichkeiten der Einteilung und Klassifizierung ergeben sich nach [Fisch 2005]:

- Temperaturniveau (Nieder-, Mittel- oder Hochtemperaturspeicher)
- Dauer der Wärmespeicherung (Kurz- oder Langzeitwärmespeicher)
- physikalisches Prinzip (sensible, latente, thermochemische Wärmespeicher)
- Speichermedium (Wasserspeicher, Gesteinsspeicher)
- Speicherkonzept (Aktiv, Passiv, Hybrid)

Bei passiven Speichern findet die Wärmeübertragung durch freie Konvektion statt. Wird die Konvektion jedoch durch äußere mechanische Kräfte

erzungen, spricht man von einem aktiven Speicher. Diese werden in direkte (das Wärmeträgermedium fungiert zugleich als Speichermedium) und indirekte Systeme unterteilt. Hybride Speicher nutzen dagegen eine Kombination aus sensiblen und latenten Speichermaterialien.

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Speichertechnologien nach dem zugrundeliegenden physikalischen Arbeitsprinzip klassifiziert und erläutert (siehe Abbildung 3-16)

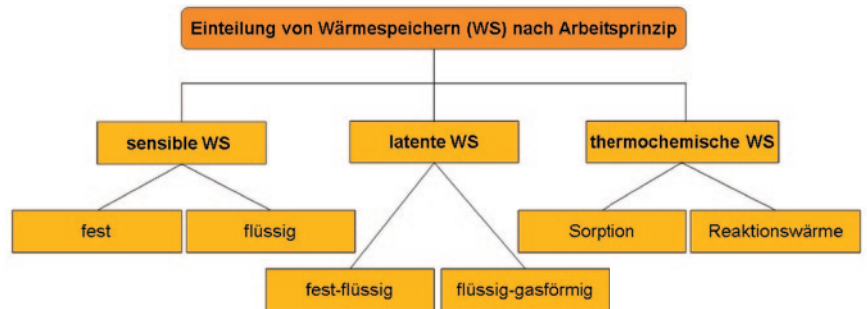


Abbildung 3-16: Einteilung von Wärmespeichern nach Arbeitsprinzip

Zur Vergleichbarkeit der Technologien erscheint die Betrachtung verschiedener Parameter nach [Sternner 2014] zweckmäßig:

- Nutzbarer Temperaturbereich
- Energiespeicherdichte (Spezifische Wärmekapazität)
- Lade- und Entladeleistung (Wärmeleitfähigkeit)
- Betriebsverluste (Wirkungsgrad)
- Systemkosten

Je nach Anwendungsfall werden unterschiedliche Präferenzen gesetzt, z. B. Minimierung der Betriebsverluste bei Langzeitspeichern.

Sensible Wärmespeicherung

Die sogenannte sensible Wärmespeicherung erfolgt durch Erwärmung eines Speichermediums. Der Ladezustand eines solchen Wärmespeichers ist somit fühlbar. Diese namensgebende Eigenschaft zeichnet alle sensiblen Wärmespeicher aus. Die damit einhergehenden Wärmeverluste lassen sich mithilfe einer geeigneten Wärmedämmung auf ein adäquates Maß reduzieren.

Das vorherrschende Speichermedium sensibler Wärmespeicher stellt im Bereich der Kurzzeitspeicherung Wasser dar. Es zeichnet sich durch eine hohe Wärmekapazität und Verfügbarkeit sowie geringe Beschaffungs-

kosten aus [Oertel 2008]. Ein weiterer wichtiger Vorteil ist die toxologische sowie die allgemeine umwelttechnische Unbedenklichkeit von Wasser gegenüber anderen Speichermedien wie beispielsweise Thermo-Öl. Zudem weisen Heißwasserspeicher einen für Heizzwecke und Brauchwassererwärmung günstigen nutzbaren Temperaturbereich auf [Fisch 2005]. Aufgrund dieser Vorteile gelten Heißwasserspeicher als die übliche Lösung im Niedertemperaturbereich der Kurzzeit-Wärmespeicherung. Sie sind am Markt entsprechend breit etabliert.

Verbreitet ist hier sowohl die drucklose als auch die druckbeladene Speicherung (in diesem Zusammenhang ist auch von Druckwasser die Rede). Aufgrund der physikalischen Stoffeigenschaften von Wasser ist bei druckloser Speicherung nur ein nutzbares Temperaturniveau von bis zu 100 °C gegeben. Werden höhere Temperaturen benötigt, bietet sich als Lösung die druckbeladene Speicherung an. Hiermit lassen sich nutzbare Temperaturniveaus von bis zu 200 °C bei einem Druck von 5–10 bar realisieren [Müller-Steinhagen 2008].

Im Bereich der Langzeitspeicherung sind ebenfalls Heißwasserspeicher vertreten. In diesem Bereich ist es besonders wichtig, ein geringes Verhältnis von Oberfläche zu Volumen zu erreichen, um die Wärmeverluste niedrig zu halten. Deswegen kommen im Bereich der Langzeitspeicherung ausschließlich großvolumige Speicher zum Einsatz [Fisch 2005]. Neben den Heißwasserspeichern mit konventionellen Tankkonstruktionen werden auch Kies-Wasser-Wärmespeicher genutzt. Hierbei handelt es sich um mit wasserdichter Kunststoffolie ausgekleidete Gruben, die mit einem Kies-Wasser Gemisch gefüllt sind. Konstruktionsbedingt sind solche Speicher kostengünstiger, da die Notwendigkeit aufwändiger Tankkonstruktionen, die oftmals aus Stahl oder Beton bestehen, entfällt [Wawer et al. 2012].

Eine weitere Möglichkeit zur Langzeitspeicherung bieten Aquiferspeicher. Bei dieser Speichervariante wird Wärme in natürlich vorkommenden sowie hydraulischen abgeschlossenen Grundwasserschichten gespeichert. Über Bohrungen wird Grundwasser gefördert und nach oberirdischer Erwärmung wieder in den Grundwasserleiter, das sogenannte Aquifer injiziert. Aquiferspeicher erfordern maßgeschneiderte Lösungen und stellen hohe Anforderungen an hydrogeologische, hydrochemische und mikrobiologische Randbedingungen [Wawer et al. 2012]. In der Praxis stellt die Eindämmung der Wärmeverluste ein erhebliches Problem dar. Darüber hinaus kann es zur Verschlammung der Wärmetauscher oder Pumpen und zu Eisenablagerungen in den Leitungen kommen [Sternner 2014].

Die Wahl des Speichermediums wird durch den Einsatzzweck bestimmt. Speziell der Bereich der industriellen Prozesswärme kann teils deutlich höhere Temperaturniveaus erfordern, was den Einsatz von Speichermedien mit einem höheren nutzbaren Temperaturniveau notwendig macht. Neben

Druckwasser werden in diesem Hochtemperaturbereich der Wärmespeicherung auch Flüssigsalze und Thermoöle verwendet. Sowohl im konventionellen Bereich als auch speziell im Bereich der Solarthermie liegen bereits umfangreiche Erfahrungen mit Flüssigsalz und Thermoöl vor. Flüssigsalzspeicher weisen im Vergleich zu Öl eine höhere Wärmeleitfähigkeit auf und können in einem höheren Temperaturbereich eingesetzt werden. Bei Überschreitung der Höchsttemperatur von ca. 565° wird jedoch brandfördernder Sauerstoff freigesetzt, was die Anwendung sicherheitstechnischer Maßnahmen notwendig macht. Öl als Speichermedium eignet sich ausschließlich für den Bereich der Kurzzeitspeicherung, da die Speicherung großer Energiemengen aufgrund eines hohen Bedarfs an teuren Drucktanks unrentabel ist. Um die Wärmekapazität zu erhöhen, kann ein Teil des Öls mit einer Gesteinsschüttung substituiert werden [Sterner 2014].

Während bei der Verwendung flüssiger Speichermedien teils umfangreiche Betriebserfahrungen vorliegen, befindet sich das Feld der festen Speichermedien (sogenannte Feststoffspeicher) im Hochtemperaturbereich vorwiegend in der Erprobungsphase [Oertel 2008]. Neben Hochtemperaturbeton liegt der Fokus der Forschung auch auf keramischen Materialien wie beispielsweise Ziegelstein. Abgesehen von einzelnen Pilotanlagen ist diese Technik am Markt jedoch noch nicht verbreitet [Oertel 2008], [Wawer et al. 20012]. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und die Züblin AG haben im Bereich der Beton-Wärmespeicherung in einem gemeinsamen Projekt mithilfe eines speziellen Hochtemperaturbetons ein Nutzungskonzept entwickelt. Als wesentliche Vorteile lassen sich die modulare Bauweise sowie die niedrigen Investitionen heranzuführen [Wawer et al. 2012].

Auch im Niedertemperaturbereich finden feste Speichermedien Anwendung. Hier spielt vor allem das Erdreich als Speichermedium in der Langzeitspeicherung eine wichtige Rolle, wie z. B. beim Erdsondenwärmespeicher. Aufgrund der trägen Wärmeleitung des Erdreiches weisen sie jedoch im Vergleich zu anderen Langzeitwärmespeichern, wie den Heißwasserspeichern, deutlich längere Zugriffszeiten auf [Wawer et al. 2012].

Tabelle 3-9 bietet eine Übersicht über verschiedene verbreitete Speichermedien im Bereich der sensiblen Wärmespeicherung.

Tabelle 3-9: Volumetrische Wärmekapazität und Temperaturbereich verschiedener Speichermedien sensibler Wärmespeicher³

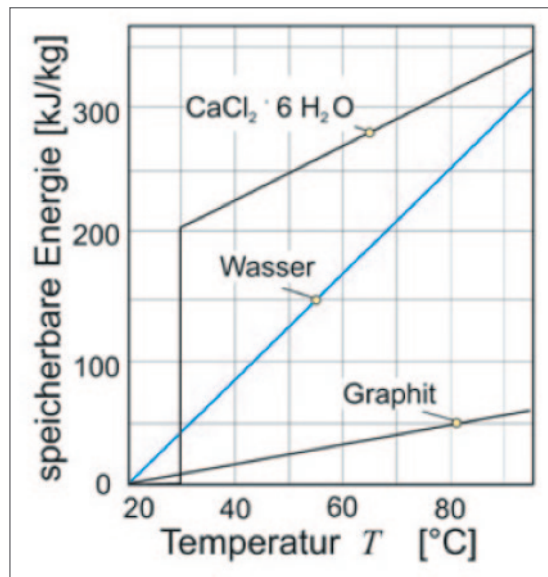
Wärmespeichermedium	Temperaturbereich [°C]	Druck im Speicher [bar]	volumetrische Wärmekapazität [kJ/(m³K)] ³	Entwicklungsstand
Wärmeträgeröl	0–400	1–5	1.360–1.620	Stand der Technik
Wasser	0–100	-	4.175	Stand der Technik
Druckwasser	100–200	5–20		Stand der Technik
Kies-Wasser-Schüttung	0–100	-	2.904	Stand der Technik
Beton	0–500		1.672–2.074	Forschungsstadium
Granit	0–800	-	2.062	Forschungsstadium
Ziegelstein	0–1.000	-	1.176–1.596	Forschungsstadium
Dampfspeicher	100–300	5–100		Stand der Technik
Salz	100–800	-	920–750	Stand der Technik

Quelle: [Fisch 2005], [Oertel 2008], [Müller-Steinhagen 2008]

Latente Wärmespeicherung

Das Grundprinzip der latenten Wärmespeicherung ist die Speicherung thermischer Energie durch den Phasenübergang eines Speichermediums, welches auch als Phasenwechselmaterial (Phase Change Material, PCM) bezeichnet wird. Dadurch wird die Aufnahme einer relativ großen Wärmemenge bei weitgehend konstanter Betriebstemperatur ermöglicht. Der größte Anteil wird, im Gegensatz zur sensiblen Wärmespeicherung, als Schmelz-, Lösungs- und Absorptionswärme gespeichert. Am häufigsten wird hierbei der Phasenübergang fest-flüssig genutzt, da die auftretende Volumenänderung, meist unter 10%, technisch beherrschbar ist [Sternner 2014].

³ Die volumetrischen Wärmekapazitäten beziehen sich exemplarisch auf eine Temperatur von 20 °C. Bei dem angegebenen Temperaturbereich handelt es sich um den in der Praxis genutzten Temperaturbereich. Der Begriff Wasser beinhaltet in diesem Zusammenhang nicht das Speichermedium Druckwasser.



Quelle: [Stiglitz 2012]

Abbildung 3-11: Speicherbare Energie eines PCM im Vergleich zu Wasser und Graphit

Aufgrund der Reversibilität des Phasenwechselvorgangs wird exakt die zuvor zugeführte Wärmemenge beim Erstarren wieder abgegeben. Die Wärmespeicherverluste und insbesondere die Standverluste sind dementsprechend gering. Als Wärmespeichermedium werden in diesem Bereich meist spezielle Salze oder Paraffine verwendet. Speichermedien dieses Typs eignen sich ebenfalls gut für den Hochtemperaturbereich [Stiglitz 2012]. Die Wahl der Art des Speichermediums mit den materialspezifischen Schmelztemperaturen wird durch den benötigten Temperaturbereich maßgeblich beeinflusst [Wawer et al. 2012]. Durch dieses Prinzip der Wärmespeicherung lassen sich gegenüber sensiblen Wärmespeichern bis zu 20-fach höhere Wärmespeicherdichten erzielen. Problematisch ist die vergleichsweise geringe Wärmeleitfähigkeit des Speichermediums. Zur Erzielung akzeptabler Ein- und Ausspeicherleistungen werden daher große spezifische Oberflächen benötigt. Durch Verwendung von Mikroverkapselungsverfahren und innovativer Verbundmaterialien soll dieser Problematik zukünftig begegnet werden [Oertel 2008].

Eine weitere Variante der latenten Wärmespeicherung ist der Eisspeicher, siehe Kapitel 3.1.4. Als Vorteile lassen sich die hohe Speicherdichte und somit kompakte Bauweise sowie geringe Investitionskosten anführen. Eisspeicher in Kombination mit Wärmepumpen finden zum Beispiel bei der Klimatisierung von Gebäuden oder Industrieanlagen Anwendung [Sternier 2014].

Aufgrund der geringen Wärmespeicherverluste bietet sich im Bereich der latenten Wärmespeicherung ebenfalls der Transport thermischer Energie durch mobile Wärmespeicher an. Insbesondere in ländlichen Gegenden,

die selten über ausreichend lokalen Wärmebedarf verfügen, kann eine solche Lösung wirtschaftlich sinnvoll sein [Wawer et al. 2012].

Thermochemische Wärmespeicherung

Durch Ausnutzung reversibler chemischer Prozesse lässt sich ebenfalls thermische Energie speichern. Sie ermöglichen verlustfreie Speicherung größerer Wärmemengen über längere Zeiträume. Zu dieser Art thermischer Speicher zählen Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen (Reaktionsspeicher) und Sorptionsspeicher.

Speicher, die die Reversibilität chemischer Bindungen nutzen, zerlegen chemische Verbindungen während Ihrer Beladung durch Wärmezufuhr in ihre Basisverbindungen. Durch Wiederzusammenführung dieser Materialien wird die eingespeicherte Energie wieder freigegeben (Entladung). Während des Betriebes von Sorptionsspeichern lagern sich in bzw. an Flüssigkeiten und Festkörpern Fremdmoleküle an. Zum Beladen von Sorptionsspeichern wird dem beispielsweise festen Speichermedium (Sorptionmaterial) heiße Luft zugeführt. Hierdurch verdampft das im Speichermedium enthaltene Wasser. Der Wasserdampf verflüssigt sich im nachfolgenden Kondensator bzw. Verdampfer und lagert dort als Kondenswasser. Bei der Entladung verdampft wiederum das kondensierte Wasser durch von außen zugeführte Wärme und lagert sich wieder an das Sorptionsmaterial an. Bei diesem Vorgang wird wiederum die zuvor eingespeicherte thermische Energie frei. In diesem Zusammenhang ist ein Sorptionsmaterial mit großer Oberfläche (hochporöses Material) von Vorteil.

Mit thermochemischen Speichern können je nach Speichermedium deutlich höhere Energiespeicherdichten erzielt werden als mit der sensiblen oder latenten Technik. Als weitere Vorteile lassen sich die nahezu verlustfreie Wärmespeicherung und sehr hohe Zyklenzahlen anführen [Sauer 2013], [Wawer et al. 2012]. Wie bei Latent- und sensiblen Feststoffspeichern ist die geringe Wärmeleitfähigkeit des Speichermediums eine Herausforderung, der mit der Einbringung des Wärmetauschers in das Sorptionsmaterial begegnet wird. Dies begrenzt jedoch die Ein- und Ausspeicherdynamik. Thermochemische Wärmespeicher befinden sich überwiegend noch im Entwicklungsstadium bzw. im Pilotbetrieb [Wawer et al. 2012]. Als aktuelles Beispiel lässt sich eine thermochemische Speicheranlage des DLR anführen, die sich seit November 2012 z.T.stzwecken in Betrieb befindet und einen verlustreicheren Flüssigspeicher ersetzt [DLR 2012].

3.4 Zwischenfazit

Die Ausführungen im Kapitel 3 geben einen Überblick über eine Vielzahl etablierter Technologien zur Anwendung von elektrischem Strom zur Wärmeerzeugung. In der Kombination der Technologien untereinander und in Verbindung mit intelligenten Steuerungsansätzen ergeben sich komplexere Anwendungsfälle, die im nachfolgenden Hauptkapitel 4 dargestellt werden.

3.5 Literatur zu Kapitel 3

zu Kapitel 3.1

Nacke, B., Baake, E. (2014); Induktives Erwärmen – Wärmen, Härten, Glühen, Löten, Schweißen, Vulkan Verlag, Essen, 2014

Beneke, F., Schalm, S. (2011); Prozesswärme – Energieeffizienz in der industriellen Thermoprozesstechnik, Sonderpublikation der Zeitschrift GWI, Vulkan Verlag, Essen, 2011

Baake, E. (2009a); Grundlagen und Anwendungen elektrothermischer Verfahren, Folge 1: Induktive Erwärmung, elektrowärme international (EWI) 1/2009, S. 49–51

Baake, E. (2009b); Grundlagen und Anwendungen elektrothermischer Verfahren, Folge 3: Induktives Härten, elektrowärme international (EWI) 3/2009, S. 207–209

Baake, E. (2010a); Grundlagen und Anwendungen elektrothermischer Verfahren, Folge 5: Konduktive Erwärmung, elektrowärme international (EWI) 1/2010, S. 51–53

Baake, E. (2010b); Grundlagen und Anwendungen elektrothermischer Verfahren, Folge 6: Infraroterwärmung, elektrowärme international (EWI) 2/2010, S. 133–135

Baake, E. (2010c); Grundlagen und Anwendungen elektrothermischer Verfahren, Folge 8: Hochfrequenzerwärmung, elektrowärme international (EWI) 4/2010, S. 313–314

Bührer (2009); C. Bührer, H. Hagemann, J. Kellers, B. Ostermeyer, W. Witte; Effiziente magnetische Blockerwärmung mit Gleichstrom, elektrowärme international (EWI) 1/2009, S. 19–23, zitiert in Beneke, Schalm (2011)

Baake, E. (2011); Grundlagen und Anwendungen elektrothermischer Verfahren, Folge 9: Indirekte Widerstandserwärmung, elektrowärme international (EWI) 1/2011, S. 61–63

OHMEX (2013c); Technische Information – Elektro Strömungserhitzer, OhmEx Industrielle Elektrowärme GmbH, 2013. http://www.ohmex.de/datenblatt/elektro-stroemungserhitzer-str_eng.pdf. [Zugriff am 24.5.2013].

HEATSYSTEMS (2013a); Technische Information – Elektro-Flanschheizkörper, Heatsystems GmbH & Co. KG, 2013, http://www.heatsystems.de/fileadmin/documents/products/eb_flansch.pdf, [Zugriff am 29.08.2013]

HEATSYSTEMS (2013b); Technische Information – Einschraub-Heizkörper, heatsystems GmbH & Co. KG, 2013, http://www.heatsystems.de/fileadmin/documents/products/eb_einschraub.pdf, [Zugriff am 02.09.2013].

Herbst (2014), „Aufbau – Rohrheizkörper,“ 10.09.2014. <http://www.herbst.eu/produkte/rohrheizkoerper/heizelemente-aufbau.html>.

Riegebauer, P.; Volkmann, L.; Oesterwind, D. (2013); Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Vorschläge zur Marktintegration von Power to Heat in einem sich verändernden Energieversorgungssystem, , Zentrum für Innovative Energiesysteme, Düsseldorf, 2013

Lämmel, J. (2013); persönlicher Kontakt; Jürgen Lämmel, Türk+Hillinger GmbH, Email: laemmel@tuerk-hillinger.de, Tel: +49(0) 3722/7189-17,“ 2013. tuerk-hillinger.de

Hofmann, J. (2013); persönlicher Kontakt; Jens Hofmann, Schindler + Hofmann GmbH & Co. KG, Email: info@schindler-hofmann.de, Tel: +49(0) 351 259300 0,“ 2013. kamdi24.de

DEW (2014); Technischer Aufbau eines Rundrohrheizkörpers, online-Zugriff 08.09.2014, Döbeln Elektrowärme GmbH, <http://www.dew-doebeln.de/techaufbau.html>

TWL (2013a); Datenblatt Elektro-Heizstab, online-Zugriff 30.08.2013 unter: <http://www.twl-technologie.de/files/3669/upload/datenblaetter/Speicherzu behoer/Elektro-Heizstab.pdf>

Dittrich, M. (2013), Telefongespräch, Manfred Dittrich. Email: dittrich@heatsystems.de, Tel: +49(0) 2265/99 70 43,“ 2013, www.heatsystems.de.

Wichmann, M. (2013); persönlicher Kontakt; Mario Wichmann, Email: m.wichmann@derhandwerksmeister.com, Tel: +49(0) 393224 9890, www.twl-technologie.de

OHMEX (2013b), Technische Information – Elektrische Prozesserhitzer und Schaltanlagen, OhmEx Industrielle Elektrowärme GmbH, online-Zugriff am 24.05.2013, <http://www.ohmex.de/datenblatt/engineering-broschuere.pdf>

Vogler, W.; persönlicher Kontakt, Wolfgang Vogler, Geschäftsführer, Industrielle Elektrowärme GmbH, Elektrische Prozesserhitzer und Schaltanlagen, Meeting am 29.04.2013 in Düsseldorf, www.ohmex.de.

Riegebauer, P. (2013); Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Power to Heat, Zentrum für Innovative Energiesysteme, Düsseldorf, 2013

OHMEX (2013d); Technische Information – Explosionsgeschützte Mini Line Erhitzer, OhmEx Industrielle Elektrowärme GmbH, online-Zugriff am 09.09.2013, http://www.ohmex.de/datenblatt/stroemungserhitzer_FP-MLH+FP-MLHX.pdf

W. Münch et al., 2012; Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien, ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 62. Jg. (2012) Heft 5

M. Kleimaier, 2013; Strom nutzen statt speichern
Energy 2.0, Nr. 1, 2013

HWWI 2014; HWWI-Studie: Power-to-Heat in Hybridheizungen: Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt Hamburgisches WeltWirtschafts Institut, 05.12.2014

EIH, 2014; <http://www.energiesparen-im-haushalt.de/energie/bauen-und-modernisieren/hausbau-regenerative-energie/energiebewusst-bauen-wohnen/emission-alternative-heizung/lueftungsanlage.html>

F. Biedermann, 2014; F. Biedermann, M.Kolb, IHK-Studie „Wärme in Hessen“, Nutzung von Wärmetechnologien in der Industrie sowie im Gewerbe, Handel und bei Dienstleistungen im Bundesland Hessen – ein Ratgeber, Arbeitsgemeinschaft der Hessischen Industrie- und Handelskammern (2014)

Tost, A. (2013); persönlicher Kontakt; Alois Tost, 19.04.2013, BVA Elektrokessel GmbH, Kiel, www.bvaelektrokessel.de

Künzli, A., Schütz, K. (1988); Von Elektrodenkessel zur Dampf- oder Heisswassererzeugung. Europäisches Patent EP0250889

Wolf, S. et.al (2014); Abschlussbericht „Potenziale für Großwärmepumpen, Oktober 2014

Miara, M. et.al (2013); Wärmepumpen, Heizen – Kühlen – Umweltenergie nutzen, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2013

Kaltschmitt (2013); Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Hrsg.); Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 5. Auflage, Springer Vieweg, 2013

Agora 2014; Agora Energiewende, Studie: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, 2014

zu Kapitel 3.2:

Angerer, G.; Mohring, A.; Marscheider-Weidemann, F.; Wietschel, M. (2010): Kupfer für Zukunftstechnologien. Nachfrage und Angebot unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität. BMWi-Projekt Rohstoffbedarf für Zukunftstechnologien. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe, zuletzt geprüft am 26.08.2014.

Arens, M.; Worrel, E.; Schleich, J. (2012): Energy intensity development of the German iron and steel industry between 1991 and 2007. In: Energy Policy (45), S. 786–797.

Aurubis AG (Hg.) (2011): Nachhaltigkeitsbericht 2011.

Aurubis AG (Hg.) (2012): Aktualisierte Umwelterklärung der Aurubis AG. Standorte Hamburg und Lünen. http://www.aurubis.com/fileadmin/media/documents/de/Umwelt/AURUBIS_AG-Aktualisierte-Umwelterklaerung_12-121025-DSweb.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2014.

Bandusch, L.; Dettmer, B.; Fandrich, R.; Kleimt, B.; Krüger, K.; Ploner, P.P.; Treppschuh, F. (2012): Electric steel production in Europe – efficient and challenging. In: stahl und eisen 132 (9), S. 29–40.

Birat, J.-P.; Lorrain, J.-P.; Lassat, Y. de (2009): The “CO₂ Tool”: CO₂ emissions & energy consumption of existing & breakthrough steelmaking routes. In: Rev. Met. Paris 106 (9), S. 325–336. DOI: 10.1051/metal/2009060.

Brucker, N. (2013): Die langfristige Entwicklung der Energieeffizienz ausgesuchter energieintensiver Branchen, Produkte und Prozesse. Eine Analyse unter Verwendung des Lernkurvenansatzes. Diplomarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2014): A plant-specific bottom-up approach for assessing the cost-effective energy conservation potential and its ability to

compensate rising energy-related costs in the German iron and steel industry. In: Energy Policy 67, S. 431–446. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.12.024.

Dahlmann, P.; Endemann, G.; Kerkhoff, H.J.; Lungen, H.B (2010): Wege zur Effizienzsteigerung in der Stahlindustrie. Faktensammlung (Stand: September 2010). Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/medien_lounge/Hintergrundmaterial/Effizienzsteigerung_dt.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2012.

DESTATIS (2014): Produzierendes Gewerbe. Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4/ Reihe 3.1. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

EIPPCB (2009): Draft Reference Document on Best Available Techniques for the Non-Ferrous Metals Industries. Hg. v. European Commission. European IPPC Bureau, zuletzt geprüft am 21.08.2014.

EIPPCB (2013): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Chlor-alkali. Hg. v. European Commission. Joint Research Centre. Online verfügbar unter http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/CAK_15_08-04-2013bw.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2013.

Euro Chlor (Hg.) (2013): Chlorine Industry Review 2012–2013. Online verfügbar unter <http://www.eurochlor.org/media/70861/2013-annualreview-final.pdf>, zuletzt geprüft am 06.02.2014.

Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“).

Ghenda, J.-T (2011): 10. CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland. Hg. v. Stahlinstitut VDEh. Düsseldorf. Online verfügbar unter http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2014/03/10_CO2-Monitoring-Fortschrittsbericht_Stahlindustrie_2010.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2014.

Gitzhofer, K. (2007): BAT determination in selected industrial fields as a contribution to the fulfilment of the climate protection targets and further immission control legal requirements – Partial Project 02: German contribution to the Review of the Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry. Hg. v. Umweltbundesamt. Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. (HVG).

Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3349.pdf>, zuletzt geprüft am 17.10.2013.

Granderath, R. (2009): Intelligente Abwärmenutzung durch Dampferzeugung an Industrieöfen. In: GASWÄRME International 58 (5), S. 333–336, zuletzt geprüft am 07.11.2012.

Harste, K.; Lüngen, H.B (2011): Quo vadis Stahlindustrie – wohin führt der Weg? In: stahl und eisen 131 (1), S. 49–57.

Hollands, A.-P; Libera, K.; Rummler, T.; Hagemann, R.; Harde, M.; Laing, D.; Steinmann, W.-D (2011): Concepts for energy recovery in mini-mills. In: stahl und eisen 131 (11), S. 111–120.

Initiative Zink (2013): Best Practice Beispiele aus der Zinkerzeugung und -verarbeitung. Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V. Online verfügbar unter <http://www.initiative-zink.de/nachhaltigkeit/praxis-beispiele/produktion.html#c1223>, zuletzt aktualisiert am 26.08.2014, zuletzt geprüft am 26.08.2014.

Moussallem, Imad; Jörisen, Jakob; Kunz, Ulrich; Pinnow, Stefan; Turek, Thomas (2008): Chlor-alkali electrolysis with oxygen depolarized cathodes: history, present status and future prospects. In: J Appl Electrochem 38 (9), S. 1177–1194. DOI: 10.1007/s10800-008-9556-9.

O'Brien, T. F.; Bommaraju, T. V.; Hine, F. (2007): Handbook of Chlor-Alkali Technology. Dordrecht: Springer (Developments in Hydrobiology). Online verfügbar unter <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=603758>

Pardo, N.; Moya, J. A. (2013): Prospective scenarios on energy efficiency and CO₂ emissions in the European Iron & Steel industry. In: Energy 51, S. 113–128. DOI: 10.1016/j.energy.2013.03.015.

Pfeifer, H.; Högner, W.; Fredriksson, P.; von Schéele, J.; Paul, R. (2009): Energieeffizienz und Minderung des CO₂-Ausstoßes durch Sauerstoffverbrennung. In: stahl und eisen 129 (8), S. 51–62, zuletzt geprüft am 28.11.2012.

Purr, K.; Strenge, U.; Werner, K.; Nissler, D.; Will, M.; Guido, K.; Volkens, A. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-0>, zuletzt geprüft am 22.07.2014.

Rajamani, G. (2010): Steam Turbines in CHP. Siemens Energy Inc. Online verfügbar unter <http://extension.psu.edu/natural-resources/energy/wood->

energy/resources/2010-biomass-presentations/0105Turbines/at_download/filehttp://extension.psu.edu/natural-resources/energy/wood-energy/resources/2010-biomass-presentations/0105Turbines/at_download/file, zuletzt geprüft am 05.12.2013.

Reinert, A. (2014): Energieeinsparpotenziale in der deutschen Chlorindustrie. Unveröffentlichte Studienarbeit. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Schaeffer, H. A.; Langfeld, R. (2014): Werkstoff Glas. Alter Werkstoff mit großer Zukunft. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg (Technik im Fokus). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-37231-5>.

Schiller, C. (2014): Analyse der Einsatzpotentiale elektrischer Wärmeerzeugungstechniken in ausgewählten industriellen Anwendungen. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, zuletzt geprüft am 26.08.2014.

Schwarz, H.-G. (2004): Aluminum Production and Energy. In: Encyclopedia of Energy 1, S. 81–95. DOI: 10.1016/B0-12-176480-X/00372-7.

Schwarz, H.-G. (2008): Technology diffusion in metal industries: driving forces and barriers in the German aluminium smelting sector. In: Journal of Cleaner Production 16 (1), S. S37–S49. DOI: 10.1016/j.jclepro.2007.10.024.

Stephan, W.; Zitzmann, K.; Pröbstle, G.; Kapischke, J. (2005): Effiziente Energieverwendung in der Industrie – Teilprojekt „Metallschmelzbetriebe“. Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umweltschutz. Augsburg, zuletzt geprüft am 26.08.2014.

Woidasky, Jörg; Ostertag, Katrin; Seitz, Ralph; Kleimt, Bernd; Dettmer, Bernd; Haverkamp, Vico et al. (2012): Erhöhung der Energie- und Materialeffizienz der Stahlerzeugung im Lichtbogenofen. In: Chemie Ingenieur Technik 84 (10), S. 1714–1724. DOI: 10.1002/cite.201200076.

WVM (2014): Metallstatistik 2013. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Metalle, zuletzt geprüft am 21.08.2014.

zu Kapitel 3.3

Hauer et al. (2013); A. Hauer, S. Hiebler, M. Reuß; Wärmespeicher, 5. vollständig überarbeitete Auflage, BINE Fachbuch, Fraunhofer IRB Verlag, 2013

DLR (2012); Der Trick mit dem Kalk – neuartiger Thermochemischer Speicher kann große Energiemengen aufnehmen, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2012.

Fisch et al (2005); Fisch, Norbert; Bodmann, Michael; Kühl, Lars; Saße, Christian; Schnürer, Herdis: Wärmespeicher. 4. erweiterte und völlig überarbeitete Auflage. Köln:, 2005.

Friedrich (2003); Friedrich, Uwe; Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude, BINE Projekt Info 13/2003.

Huhn (2008); Huhn, Robert; Erweiterte Modellierung der Verluste in Wärmespeichern und Entwicklung einer Berechnungsmethode für eine optimierte Speicherkonstruktion, AiF Bericht, TU Dresden, 2008.

Müller-Steinhagen (2008); Müller-Steinhagen, Hans; Skriptum zur Vorlesung „Grundlagen thermischer Energiespeicher“, Universität Stuttgart, 2008.

Oertel (2008); Oertel, Dagmar; Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“, Karlsruhe, 2008.

Rummich (2009), Rummich, Erich; Energiespeicher. Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen, Expert Verlag, Renningen, 2009.

Sauer (2013); Sauer, Dirk; Skriptum zur Vorlesung „Thermische Speichersysteme“, RWTH Aachen, 2013.

Steglitz (2012); Stieglitz, Robert, Heinzl, Volker; Thermische Solarenergie. Grundlagen, Technologie, Anwendungen. Berlin, Heidelberg, Springer Verlag, 2012.

Sterner (2014); Sterner, Michael, Stadler, Ingo; Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2014.

Wawer (2012); Wawer, Tim; Hohmeier, Stephan; Seidl, Hannes; Steigerung der Flexibilität und Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die Kombination mit Wärmespeichern, Dena Kurzstudie, Berlin, 2012.

4 Ausgewählte Einsatzoptionen

Anhand ausgewählter Fallbeispiele wird in den nachfolgenden Abschnitten gezeigt, welchen Beitrag der flexible Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung zur lokalen und überregionalen Integration Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt leisten kann.

4.1 Wohngebäude

Der Sektor der Wohngebäude ist ein zentrales Element für die Umsetzung der energiepolitischen Ziele. 2013 betrug der Anteil der privaten Haushalte am Endenergieverbrauch ca. 28% [BMWi 2014]. Gemäß Abbildung 4-1 werden ca. 85% der in privaten Haushalten genutzten Endenergie für die Wärmeversorgung, d. h. der Bereitstellung von Raumwärme (RW) und Warmwasser (WW), genutzt. Der Anteil von Strom als Energieträger in diesen beiden Bereichen betrug im Jahr 2012 lediglich 18% für Warmwasser-(WW) und nur 2% für die Raumwärme (RW) –Bereitstellung (vgl. Abbildung 4-2). Sowohl in der WW- als auch in der RW-Bereitstellung spielt demnach der Einsatz von Strom bisher eine untergeordnete Rolle, obwohl dies die Nutzung von erneuerbaren Energien (EE) durch die Integration von PV und Wind weiter erhöhen kann.

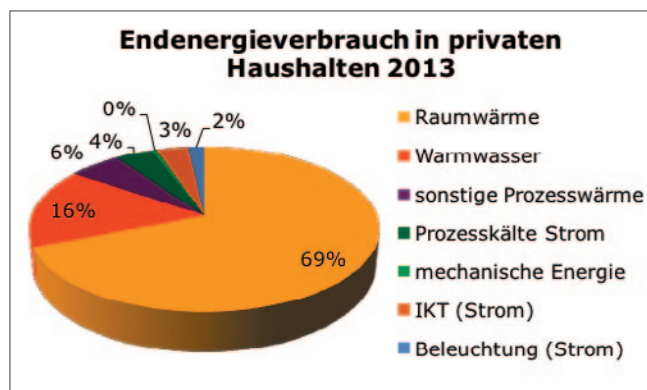


Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen

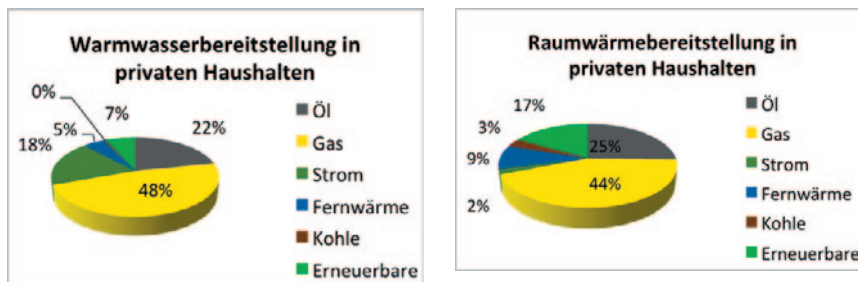


Abbildung 4-2: Aufteilung der Energieträger für die Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung im Jahr 2012⁴

Die Bundesregierung hat sich zum Erreichen des CO₂-Emissionsziels zum Ziel gesetzt, den Wärmebedarf im Gebäudebestand bis 2020 um 20% zu reduzieren (vgl. Kapitel 2.2). Hierzu ist es notwendig, die aktuelle Sanierungsrate von ca. 1% mehr als zu verdoppeln. Neben der Bedarfsreduktion kann die Integration von Erneuerbaren Energien, z. B. PV und Wind in den Wärmemarkt einen Beitrag zum Erreichen der gesteckten CO₂-Emissionsziele leisten. Eine Vielzahl der installierten PV-Anlagen ist auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert, welche mit einer Gesamtzahl von 15 Mio. Gebäuden den Großteil des Bestands an Wohngebäuden (18,3 Mio.) ausmachen [Zensus 2011]. Eine Integration der dezentral im Gebäudebereich einspeisenden PV-Anlagen in die Wärmeversorgung kann bewirken, dass die privaten Haushalte zu einem wesentlichen Treiber der Energiewende avancieren. Eine zusätzliche Verwendung sonstiger EE-Einspeisung, z. B. Windkraft durch geeignete Steuersignale, z. B. zeitvariable Tarife, fördert dies zusätzlich.

Die Erfüllung der energiepolitischen Ziele, z. B. die Reduktion der Treibhausgasemissionen ist maßgeblich davon abhängig, wie sich EE in die Wärmeversorgung integrieren lassen. Der Einsatz von Gas ist im Bereich der Wärmebereitstellung dominierend und muss zum Erreichen der gesteckten Ziele deutlich minimiert werden. Das folgende Kapitel „Wohngebäude“ untersucht, welche Potenziale und Grenzen sich für eine deutliche Erhöhung des Strom- und EE-Anteils in der Wärmebereitstellung bei Anwendung auf Elektroenergie basierenden Wärmeerzeugern ergeben. Als Potenzial ist hierbei insbesondere der erreichbare Deckungsgrad, d. h. der durch EE gedeckte Bedarf des Gebäudes, sowie der EE-Anteil in der Gebäudeversorgung anzusehen. Die Untersuchungen fokussieren sich auf den Einsatz von fluktuierender EE-Erzeugung (PV und Windkraft).

Methodik und Modellbeschreibung

Konventionell werden Wärmeerzeuger wärmegeführt betrieben. Die Möglichkeit der Einbindung von kostengünstigen Wärmespeichern in das Heizsystem erschließt zusätzlich eine Flexibilität, die bei Anwendung eines gezielten thermischen Erzeugungsmanagements auf Seite des elektrischen

⁴ Erneuerbare sind hier: Biomasse, Geothermie, Solarthermie

Netzes genutzt werden kann. Diese Betriebsweise wird nachfolgend als stromoptimiert bezeichnet. Die Erfüllung der thermischen Bedarfe und somit die Sicherstellung der Behaglichkeit der Bewohner zu jedem Zeitpunkt ist eine maßgebliche Randbedingung für den stromoptimierten Betrieb.

Anhand von drei Anwendungsfällen wird gezeigt, welche Potenziale und Grenzen sich sowohl bei wärmegeführter als auch stromoptimierter Betriebsweise für Wärmeerzeuger zur

- gezielten Nutzung von EE zur Wärmebereitstellung ergeben und
- wie die Spitzeneinspeisung von EE reduziert werden kann.

Die drei untersuchten Anwendungsfälle sind in Abbildung 4-3 im Überblick dargestellt. Die Untersuchungen berücksichtigen hierbei nicht die Wechselwirkungen mit dem Strommarkt, d. h. der lokalen Nutzung von EE auf den Strommarkt sowie auf andere Akteure. Diesbezüglich sei auf die Kapitel 5 und 6 verwiesen.

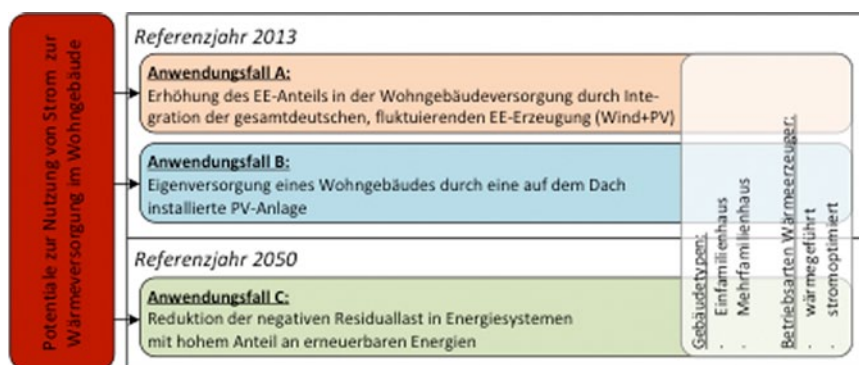


Abbildung 4-3: Anwendungsfälle für den stromoptimierten Betrieb von Wärmeerzeugern

Anwendungsfall A zeigt auf, welches Potenzial für die Nutzung von fluktuierender und nicht steuerbarer EE-Erzeugung im Wohngebäude besteht. Dies erfolgt unter der Annahme, dass zukünftig hauptsächlich Wind und PV zusätzlich ausgebaut werden. Ausgehend von einem dem Gebäude zur Verfügung stehenden EE-Jahresertrag wird anhand der Zeitreihe der gesamtdeutschen Wind- und PV-Einspeisung aus dem Jahr 2013 die erreichbaren möglichen Deckungsgrade, d. h. der Anteil der durch EE deckbaren Last, bestimmt. Zusätzlich wird in einer detaillierten Grundlagenbetrachtung die wesentlichen Charakteristiken des auftretenden thermischen Bedarfs sowie der Einspeisung erläutert und in Bezug auf das Speicherpotenzial diskutiert.

Anwendungsfall B betrachtet die Eigenversorgung eines Wohngebäudes durch eine installierte PV-Anlage. Dieser Anwendungsfall ist insbesondere aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten für die Anlageneigentümer

interessant, da eine Vielzahl der installierten PV-Anlagen auf dem privaten Gebäudebestand installiert ist und zukünftig installiert wird. Anhand einer wirtschaftlichen Betrachtung wird gezeigt, welche Vorteile die Kopplung der PV-Anlage mit einem auf Elektroenergie basierenden Wärmeerzeuger bietet, die optimale Anlagenkonfiguration bestimmt und die Ergebnisse in Bezug auf die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung diskutiert.

Anwendungsfall C stellt die Potenziale zur Nutzung von Strom im Wärmemarkt in Energiesystemen mit hohem Anteil an EE dar. Anhand der Ergebnisse der VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ wird gezeigt [VDE 2012], welche Möglichkeiten Wärmeerzeuger bieten, um die negative Residuallast in Energiesystemen mit 80% und 100% – EE-Anteil am Bruttostromverbrauch zu reduzieren.

Anwendungsfall A und B werden für den Gebäudetyp Ein- und Mehrfamilienhaus, Anwendungsfall C nur für das EFH untersucht. Berücksichtigt werden sowohl die wärmegeführte als auch stromoptimierte Betriebsweise. Des Weiteren wird analysiert, welchen Einfluss die Speicherdimensionierung auf die sich ergebende Potenziale besitzt und wie sich ein variierender thermischer Bedarf auswirkt. Die Untersuchung der drei Anwendungsfälle erfolgt mit einem vereinfachten, abstrahierten Gebäudemodell gemäß Abbildung 4-4, für welches energetische Analysen durchgeführt werden. Die Untersuchungen konzentrieren sich auf modernisierte Gebäude mit einem Energiestandard gemäß der Energieeinsparverordnung 2004 (EnEV) und sollen somit das Energieeffizienzziel der Bundesregierung berücksichtigen.

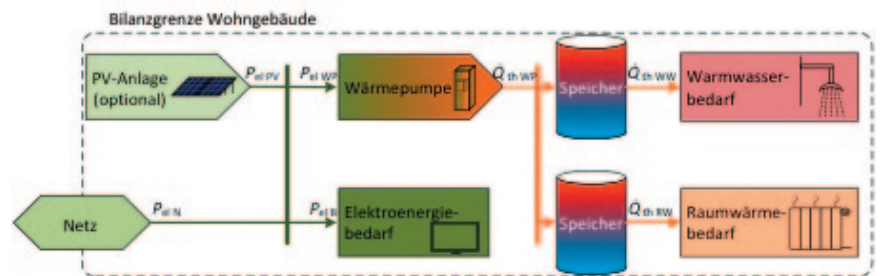
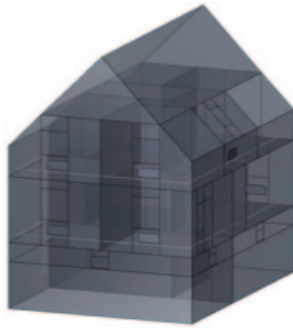
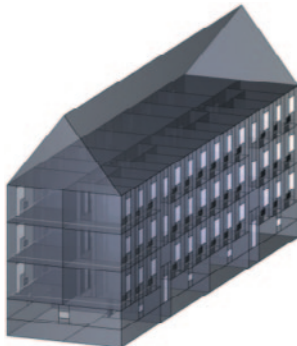


Abbildung 4-4: Abstrahiertes Modell des Wohngebäudes

Als Wärmeerzeuger kommt eine modulierende Wärmepumpe (WP) zum Einsatz, da diese erhebliche Vorteile bezüglich der Effizienz gegenüber zum Beispiel Heizstäben bietet. Die durch die WP bereitgestellte thermische Energie dient der Beladung der Wasserspeicher, aus denen der Bedarf für Warmwasser (WW) und Raumwärme (RW) gedeckt wird. Zusätzlich ist für das Gebäude der Elektroenergiebedarf im Anwendungsfall A und B zu berücksichtigen. Durch das öffentliche Energieversorgungsnetz bzw. die im Anwendungsfall B installierte PV-Anlage erfolgt die Deckung des Elektroenergiebedarfs sowie die Leistungsbereitstellung für die WP. Tabelle 4-1

gibt einen Überblick über die im Ein- und Mehrfamilienhaus anfallenden Bedarfe.

Tabelle 4-1: Übersicht über Bedarfe des untersuchten Ein- und Mehrfamilienhauses

	Einfamilienhaus [Seifert 2009]	Mehrfamilienhaus [Richter 2010]
		
Energiestandard	EnEV 2004	EnEV 2004
Wohneinheiten	1	12
Energiebedarf Elektrizität	3.275,3 kWhel/a	31.747 kWhel/a
Energiebedarf Warmwasser	2.085,7 kWhth/a \approx 100 l/d	22.280 kWhth/a
Energiebedarf Raumwärme	11.904 kWhth/a	22.538 kWhth/a
Spezifischer Raumwärmebedarf	74 kWhth/(m ² a)	33,2 kWhth/(m ² a)

Grundlage für die energetischen Betrachtungen stellen realitätsnahe Lastprofile für die im Gebäude anfallenden, thermischen und elektrischen Bedarfe sowie der Erzeugergang der PV-Anlage dar. Die zeitliche Auflösung aller Zeitreihen beträgt 15 min. Die thermischen Lastprofile basieren auf einer komplexen 3D-Gebäudesimulation. Basierend auf einem Typreferenzjahr, eines vorgegebenen Energiestandards (Energieeinsparverordnung EnEV 2004) sowie einer spezifischen hydraulischen Schaltung des Heizsystems wird der thermische Bedarf für die RW sowie unter Nutzung von Zapfprofilen für die WW-Bereitstellung bestimmt [Perschk 2011]. Für den Elektroenergiebedarf wird als Basis für die Erstellung des Lastgangs ein probabilistischer Ansatz verfolgt [Dickert 2011], bei dem sich für eine vorgegebene Haushaltsausstattung (Wasserkocher, Waschmaschine, etc.) und einem zugehörigen spezifischen Nutzerverhalten (Nutzungszeiten- und Nutzungsdauern) ein spezifischer Elektrolastgang ergibt. Der PV-Erzeugergang entstammt einer umfangreichen Simulation für ein Beispielgebäude unter Beachtung von u. a. der Umgebungstemperatur und des Wolkenzugs.

Die Auslegung der Wärmepumpe erfolgt anhand des Tages mit maximaler durchschnittlicher thermischer Last für die RW-Bereitstellung. Als minimale erzeugbare thermische Leistung wird angenommen, dass 10% der maximalen thermischen Leistung technisch möglich ist. Der COP der Wärmepumpe beträgt konstant 3,5 – unabhängig vom Betriebspunkt bzw. der Außentemperatur.

Analog zu der Wärmepumpe wurden die Pufferspeicher vereinfacht energetisch modelliert. Das Speicherpotenzial ist sowohl durch das Speichervolumen als auch durch das maximal und minimal zulässige Temperaturniveau des Speichers bestimmt. Das maximale Temperaturniveau bestimmt sich aus der Vorlauftemperatur der WP und beträgt vereinfacht angenommen konstant 60 °C. Das minimal zulässige Temperaturniveau ist für die WW-Bereitstellung durch die mittlere Zapftemperatur gegeben. Bei Annahme von 45 °C ergibt sich für den WW-Speicher somit eine nutzbare Temperaturdifferenz von 15 K. Für den RW-Pufferspeicher wird hingegen die gespeicherte Energie durch die als konstant angenommene Rücklauftemperatur von 30 °C angenommen, wodurch die nutzbare Temperaturdifferenz 30 K beträgt.

Die Untersuchungen erfolgen für zwei verschiedene Betriebsweisen der Wärmepumpe. Im wärmegeführten Betrieb folgt die modulierende Wärmepumpe direkt der thermischen Last. Ein Einsatz eines Wärmespeichers ist keine notwendige Voraussetzung. Bei Anwendung eines thermischen Speichers wird dieser auf einem konstanten Temperaturniveau gehalten. Dies bewirkt, dass nur eine geringfügige Be- und Entladung des Speichers erfolgt und somit die vorhandene Flexibilität nur wenig genutzt wird. Diese sich durch den Speicher bietende Flexibilität kann durch eine stromoptimierte Betriebsweise verfügbar gemacht werden.

Für die Ermittlung der Potenziale einer stromoptimierten Betriebsweise wurde ein Optimierungsalgorithmus entwickelt, welcher neben der Maximierung der aus EE bereitgestellten Energie die Reduktion der Spitzeneinspeisung berücksichtigt. Hierfür wird für ein Betrachtungsintervall von 36 h anhand ideal prognostizierter Bedarfe ein Fahrplan für die Wärmepumpe ermittelt.

Abbildung 4-5 zeigt die prinzipielle Funktionsweise am Beispiel des Anwendungsfalls B mit auf dem Gebäude installierter PV-Anlage. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass zuerst der Elektroenergiebedarf durch die erneuerbaren Energien gedeckt wird. Diese residuale Last stellt die Eingangsgröße für den Optimierungsalgorithmus dar. Im Rahmen der Einsatzplanung platziert der Optimierungsalgorithmus die Wärmeerzeugung zielgerichtet zu den Zeiten der maximalen negativen residualen Last innerhalb des Betrachtungsintervalls. Begrenzt wird die nutzbare EE-Einspeisung durch den prognostizierten Wärmebedarf innerhalb des Betrachtungsinter-

valls, d. h. es wird innerhalb der 36 h nur die Wärme durch die WP erzeugt, die auch verbraucht wird. Die Speicher, welche zu Zeiten der EE-Einspeisung in der Regel geladen werden, fungieren aufgrund des 36-stündigen Betrachtungsintervall als Kurzzeitspeicher.

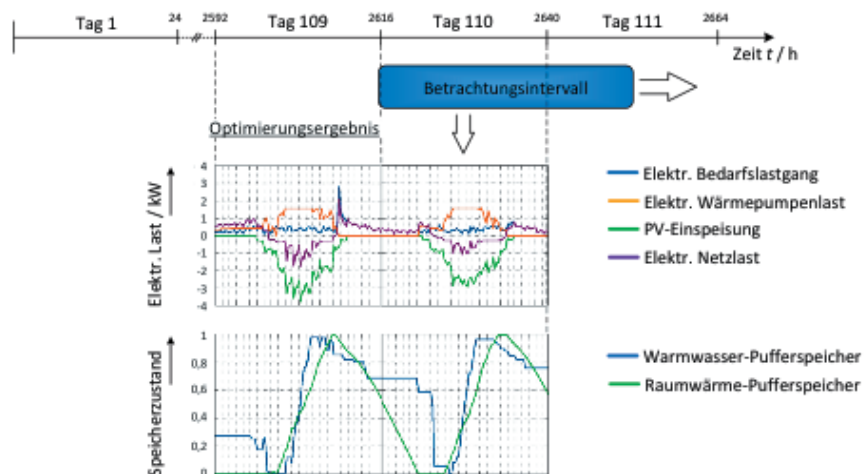


Abbildung 4-5: Funktion der stromoptimierten Betriebsweise der Wärmepumpe anhand des Anwendungsfalls B – Eigenversorgung

Die Begrenzung des Betrachtungsintervalls berücksichtigt zwei wesentliche Aspekte. Zum einen wird hierdurch das Prognosefenster begrenzt und somit eine hinreichende Prognosegenauigkeit erzielt. Zum anderen werden die in Realität auftretenden Speicherverluste begrenzt. Im Rahmen der Untersuchungen wurden die Speicherverluste zu null gesetzt, da dies die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse wesentlich verbessert. Speicherverluste würden dazu führen, dass geringfügig mehr EE-Einspeisung zur Deckung des thermischen Bedarfs bei stromoptimierter Betriebsweise der WP aufgebracht werden muss.

4.1.1 Anwendungsfall A: Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung

Die Potenziale zur Nutzung von Strom im Wärmemarkt soll in einem ersten Schritt anhand der gesamtdeutschen, fluktuierenden EE-Einspeisung, nachfolgend kurz als EE-Einspeisung bezeichnet, aufgezeigt werden. Hierzu wurden die Zeitreihen der PV- und Windeinspeisung der vier Übertragungsnetzbetreiber als Eingangsgröße für das Gebäudemodell genutzt. Die EE-Einspeisung wird auf einen vorgegebenen EE-Jahresertrag skaliert und den Gebäuden, Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) zur Verfügung gestellt. Der den Gebäuden zur Verfügung stehende EE-Jahresertrag steht hierbei in direkter Beziehung zum Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung.

Zu Beginn wird in einer Grundlagenbetrachtung die Charakteristiken des Wärmebedarfs sowie der EE-Einspeisung aufgezeigt und in Bezug auf das Speicherpotenzial diskutiert. In einer weiterführenden Betrachtung werden für das EFH und das MFH das Potenzial sowie die Grenzen der Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung quantifiziert. Dies erfolgt für die wärmegeführte und stromoptimierte Betriebsweise der Wärmepumpe.

Grundlagenbetrachtung

In Abbildung 4-6 ist beispielhaft der täglich auftretende thermische Bedarf eines EFH dargestellt. Abbildung 4-7 zeigt den Verlauf der von einem EFH täglich nutzbaren EE-Einspeisung. Der Verlauf beruht auf dem EE-Erzeugungsmix und den Wetterdaten des Jahres 2013. In dem gezeigten Beispiel wurde hierfür eine jährliche EE-Stromerzeugung von $3.500 \text{ kWh}_{\text{el}}$ pro EFH zugrunde gelegt. Dies ist ausreichend, um bilanziell 48% des gesamten Energiebedarfs (elektr. und therm.) zu decken.

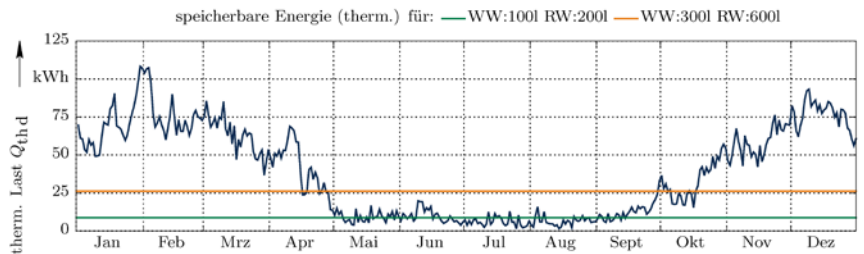


Abbildung 4-6: Täglicher thermischer Bedarf für das EFH und in beiden Pufferspeichern speicherbare Energie (therm.)

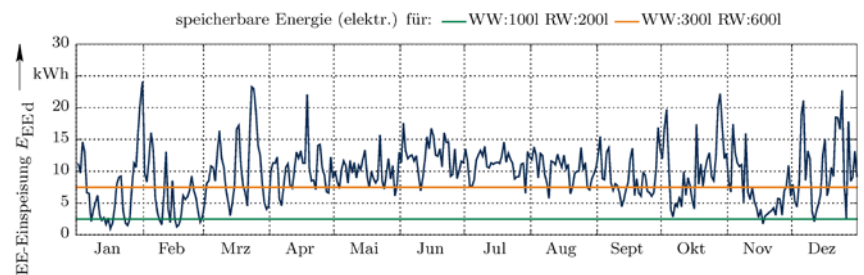


Abbildung 4-7: Tägliche EE-Einspeisung für einen EE-Jahresertrag von 3.500 kWh und die in beiden Pufferspeichern speicherbare Energie (elektr.) bei Anwendung einer Wärmepumpe mit COP 3,5

Das temperaturabhängige Heizverhalten führt zu einem stark jahreszeitlich abhängigen thermischen Energiebedarf. In den Wintermonaten liegt dieser als monatlicher Mittelwert für das EFH bis zu 12fach höher als in den Sommermonaten, in denen im Wesentlichen der nahezu täglich konstante Warmwasserbedarf zu decken ist. Analysiert man ergänzend hierzu die Speicherpotenziale für die beiden dargestellten Speicherkombinationen (Warmwasser 100 Liter und Raumwärme 200 Liter bzw. Warmwasser 300 Liter und Raumwärme 600 Liter), so erkennt man, dass insbesondere in

den Wintermonaten der tägliche Bedarf nur zu einem geringen Anteil aus dem Speicher gedeckt werden kann. Dies bestätigt, dass die hier betrachteten Speicher nur als Kurzzeitspeicher dienen können. Für eine Langzeitspeicherung wäre eine deutliche Erhöhung der Speichergöße notwendig. Als maximale Speichergöße werden im EFH jedoch 1.000 l aufgrund von baulichen Beschränkungen in den Gebäuden angesehen.

Der thermische Bedarf des MFH verhält sich analog. Aufgrund eines geringeren Verhältnisses von Fassadenfläche zur Wohnfläche sinkt jedoch der spezifische Raumwärmebedarf deutlich, wodurch sich das Verhältnis von WW- zu RW-Bedarf deutlich erhöht. Schlussfolgernd reduzieren sich bei dem MFH die jahreszeitlichen Schwankungen.

Im Vergleich zum thermischen Bedarf ist die EE-Einspeisung in dem hier betrachteten Beispiel nur durch einen geringen jahreszeitlichen Effekt geprägt. In den Monaten Mai bis September ist die tägliche Einspeisung gegenüber der Einspeisung in den übrigen Monaten deutlich konstanter. Ausgelöst wird dieser Effekt durch die hauptsächlich in diesem Zeitraum einspeisenden PV-Anlagen. In den Wintermonaten, in denen ein Großteil des thermischen Bedarfs existiert, macht sich die starke Fluktuation der EE-Einspeisung aus Windkraftanlagen bemerkbar. Zusätzlich sind diese Monate von längeren Phasen geringer Einspeisung geprägt, so dass dann eine vollständige Ladung des Speichers nicht immer möglich ist.

Die erreichbaren Deckungsgrade und EE-Anteile bei einer wärmegeführten Betriebsweise sind durch die zeitliche Korrelation des thermischen Bedarfs mit der EE-Einspeisung gegeben. Führt man die aufgezeigten Erkenntnisse zusammen, so ergibt sich das Potenzial einer stromoptimierten und somit der sich durch den Wasserspeicher bietenden Flexibilität insbesondere in der Übergangszeit zwischen Winter und Sommer. In diesen Monaten kann gezielt die Lastverschiebung eingesetzt werden, um Bedarfe zu Zeitpunkten zu decken, in denen nicht ausreichend EE-Einspeisung existiert. In den Winter- und Sommermonaten ist das Potenzial der stromoptimierten Betriebsweise insbesondere in der Reduktion der Spitzeneinspeisung zu sehen.

Einfamilienhaus

Tabelle 4-2 zeigt die erreichbaren und mit dem EE-Anteil für die Gebäudeversorgung übereinstimmenden Deckungsgrade für verschiedene, einem EFH zur Verfügung stehende EE-Jahreserträge bis 7.250 kWh_{el} in Abhängigkeit der Betriebsweise der Wärmepumpe. Der gewählte maximale EE-Jahresertrag entspricht dabei einer bilanziell betrachteten 100% EE-Versorgung des Gebäudes.

Als Vergleichswert für den EE-Jahresertrag sei folgendes festzuhalten. Im Jahr 2013 betrug die Einspeisung durch PV und Wind 83,4 TWh und er-

reichte einen Anteil von 13,2% an der Bruttostromerzeugung [BMW 2014]. Bei Annahme einer gleichmäßigen Verteilung des Ertrags auf 15 Mio. Ein- und Zweifamilienhäusern entspricht dies einem EE-Jahresertrag pro Gebäude von 5.560 kWh_{el}. Der Gesamtdeckungsgrad erreicht für sehr hohe EE-Jahreserträge (7.250 kWh_{el}) bei stromoptimierter Betriebsweise der WP 67,2%. Die nach Abzug des Elektroenergiebedarfs zur Verfügung stehende EE-Einspeisung kann zur Wärmebereitstellung genutzt werden, es ergibt sich ein thermischer Deckungsgrad von bis zu 55% für einen stromoptimierten Betrieb der WP. Im Vergleich hierzu sind die thermischen Deckungsgrade für einen wärmegeführten Betrieb 30–40% geringer als im stromoptimierten Betrieb. Durch eine weitere Erhöhung des zur Verfügung stehenden EE-Jahresertrags lässt sich der Deckungsgrad weiter steigern. Allerdings sinkt der im Gebäude nutzbare prozentuale Anteil der EE-Einspeisung deutlich, die negative resultierende Last steigt.

Getrieben wird der sehr hohe Gesamtdeckungsgrad insbesondere durch die starke Korrelation des Elektroenergiebedarfs mit der EE-Einspeisung. Vergleicht man den wärmegeführten mit dem stromoptimierten Betrieb, so ist ersichtlich, dass der Gesamtdeckungsgrad und somit der EE-Anteil durch die Nutzung der sich durch den Speicher ergebenden Flexibilität um bis zu 14,1% erhöht werden kann. Dies entspricht bei einem EE-Jahresertrag von 7.250 kWh_{el} einer zusätzlich genutzten Energiemenge aus EE von ca. 604 kWh_{el} (8%) oder der 80-maligen vollständigen Ladung des WW- und RW-Pufferspeichers innerhalb des zulässigen Temperaturbereichs.

Die Nutzung der Pufferspeicher auf thermischer Seite reduziert den Einsatz von Stromspeichern. Setzt man sich das Ziel einer 100% Versorgung aus EE (EE-Jahresertrag 7.250 kWh_{el}), so ist es bei stromoptimierter Betriebsweise notwendig, eine Energiemenge von ca. 2.378 kWh_{el} durch Stromspeicher zeitlich zu verschieben. Der Anteil der zur Deckung des Elektroenergiebedarfs zu speichernden Energie beträgt 25,2%. Bei wärmegeführter Betriebsweise und fehlenden Wärmespeichern wird die zu verschiebende Energiemenge um 25% erhöht. Um diesen Anteil abzudecken sind zusätzliche Kurzzeit-Stromspeicher notwendig, welche die Wasserspeicher ersetzen. Betrachtet man vergleichend hierzu ein 80% Szenario, so sinkt die zu speichernde Energiemenge um 37% auf ca. 1.500 kWh_{el}. Zu beachten ist weiterhin, dass für einen EE-Anteil von 50% (EE-Ertrag: 3.500 kWh_{el}/a) an der Bruttostromerzeugung für Einfamilienhäuser 88% der EE direkt genutzt werden können. Lediglich 12% der EE müssen bei stromoptimierter Betriebsweise zwischengespeichert werden. Bei wärmegeführter Betriebsweise erhöht sich der Anteil auf ca. 23%.

Wie aus Abbildung 4-8 ersichtlich, wäre für die Vollversorgung des EFH mit EE in hohem Maße der Einsatz von Langzeitspeichern notwendig. Überschüssige EE-Einspeisung müsste aus den Sommermonaten in die durch

hohen RW-Bedarf geprägten Wintermonate verschoben werden. Zusätzlich werden Kurzzeitspeicher (Strom und Wärme) zur Deckung der Bedarfsspitzen für die Elektroenergie und Warmwasserbereitstellung im Sommer benötigt.

Tabelle 4-2: Deckungsgrad und erreichbarer EE-Anteil für das EFH für verschiedenen EE-Jahreserträge (Speicher: 300 l WW, 600 l RW)

EE-Jahresertrag in kWh/a	1000	3500	6000	7250
Max. möglicher Gesamtdeckungsgrad	13,8%	48,1%	82,5%	≈100%
Stromoptimierter Betrieb				
Elektrischer Deckungsgrad	29%	64,1%	77,5%	81,7%
Thermischer Deckungsgrad	1,2%	24,7%	47%	55,4%
Gesamtdeckungsgrad / EE-Anteil	13,7%	42,5%	60,7%	67,2%
Wärmegeführter Betrieb				
Thermischer Deckungsgrad	0,8%	15,7%	33,1%	40,2%
Gesamtdeckungsgrad / EE-Anteil	13,5%	37,5%	53,1%	58,9%
Erhöhung des Gesamtdeckungsgrad durch stromoptimierte Betriebsweise	+2,1%	+13,7%	+14,3%	+14,1%

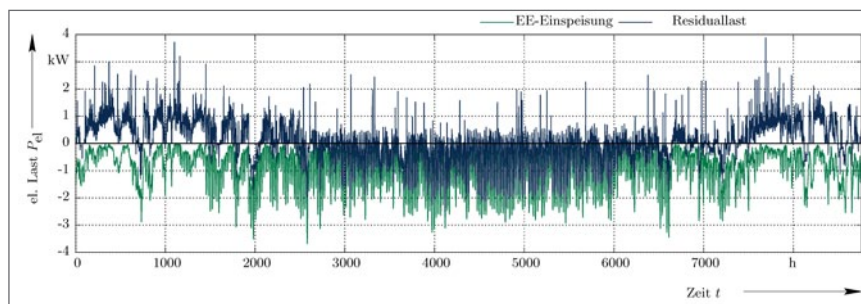


Abbildung 4-8: EE-Einspeisung und Residuallast bei bilanzieller Vollversorgung eines EFH (EE-Jahresertrag: 7.250 kWh/a, Speicher: 300 l WW, 600 l RW)

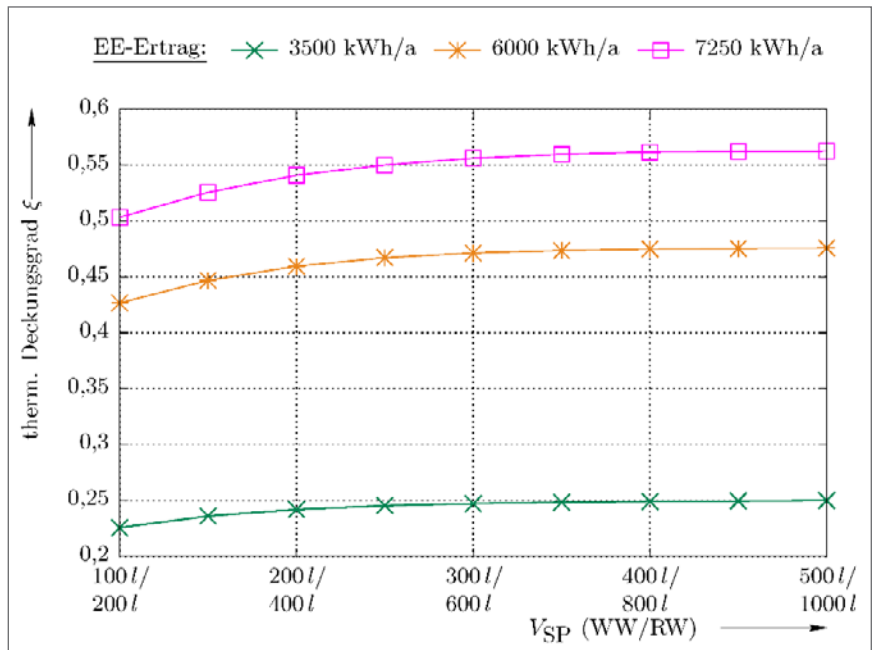


Abbildung 4-9: Thermischer Deckungsgrad für das EFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene EE-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise

Der Gesamtdeckungsgrad bzw. thermische Deckungsgrad ist neben dem zur Verfügung stehenden EE-Jahresertrag ebenso von der Speicherdimensionierung abhängig. Abbildung 4-9 zeigt den therm. Deckungsgrad in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung. Dieser erhöht sich ebenso wie der Gesamtdeckungsgrad mit zunehmender Speichergröße. Das abrufbare Potenzial ist hierbei stark abhängig vom EE-Jahresertrag. Für geringe Erträge ist der Effekt als eher gering anzusehen, da ein Großteil der EE-Einspeisung zur Deckung des Elektroenergiebedarfs genutzt wird. Mit steigendem EE-Jahresertrag, welcher sinngemäß einem hohen EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung entspricht, kann durch den Speicher eine zusätzliche Erhöhung des thermischen Deckungsgrads von über 6% erschlossen werden. Eine Dimensionierung der beiden Pufferspeicher über 400 l für WW bzw. über 800 l für RW ist in diesem Kontext nicht zielführend. Eine weitere Vergrößerung der Speicher führt praktisch zu keiner weiteren Erhöhung des thermischen Deckungsgrads. Als sinnvolle Speichergrößen sind Speicher mit einem Fassungsvermögen von bis zu 300 l (WW) und 600 l (RW) anzusehen. Gegenüber dem Einsatz eines 100 l WW- und 200 l RW-Speichers ist eine Erhöhung des Gesamtdeckungsgrads von 2,45% (EE-Jahresertrag 6.000 kWh_{el}) bzw. 2,9% (EE-Jahresertrag 7.250 kWh_{el}) möglich. Dies entspricht einer zusätzlich jährlich nutzbaren EE-Energiemenge von 178 kWh_{el} bzw. 220 kWh_{el} oder der 24 bzw. 29-maligen Ladung eines 300 l WW und 600 l RW-Speichers.

Wie bereits in der Grundlagenbetrachtung diskutiert, ist die Anwendung des stromoptimierten Betriebs zusätzlich durch die zielgerichtete Reduk-

tion der Spitzeneinspeisung von Vorteil. Für die Reduktion der Spitzeneinspeisung relevant sind insbesondere die Sommermonate, da in diesen ein hoher, i.d.R. überwiegend lokaler PV-Ertrag, jedoch eine geringe thermische Last auftritt. Tabelle 4-3 zeigt, dass gegenüber einer wärmegeführten Betriebsweise insbesondere für einen steigenden zur Verfügung stehenden EE-Jahresertrag erhebliches Potenzial besteht. Für einen EE-Jahresertrag von 7.250 kWh_{el} kann die EE-Spitzeneinspeisung um 33% reduziert werden, hingegen durch den wärmegeführten Betrieb nur um ca. 8%. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass im wärmegeführten Betrieb die Reduktion durch die zeitliche Korrelation des thermischen Bedarfs mit der EE-Einspeisung begrenzt ist.

Tabelle 4-3: EE-Spitzeneinspeisung und Reduktionspotenzial für EFH bei wärmegeführter und stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe (Speicher: 300 l WW, 600 l RW)

EE-Jahresertrag in kWh/a	1.000	3.500	6.000	7.250
EE-Jahresspitzeneinspeisung in W	429	1.781	3.053	3.689
Reduktion der EE-Jahresspitzeneinspeisung in W				
Wärmegeführte Betriebsweise	133	278	279	280
Stromoptimierte Betriebsweise	290	859	1.146	1.200

Mehrfamilienhaus

Zusätzlich zum Einfamilienhaus wurden die Potenziale für das Mehrfamilienhaus betrachtet. Das MFH ist im Vergleich zum EFH dadurch gekennzeichnet, dass der durch die Wärmepumpe zu erbringende thermische Bedarf bezogen auf den Elektroenergiebedarf deutlich geringer ausfällt. Gleichzeitig ist der WW- gegenüber dem RW-Bedarf deutlich gestiegen. Der erreichbare Gesamtdeckungsgrad wird somit verstärkt von der Korrelation Elektroenergiebedarf mit EE-Einspeisung sowie von der Erfüllung des Warmwasserbedarfs bestimmt.

Tabelle 4-4 zeigt die Ergebnisse. Für das MFH ist für einen EE-Jahresertrag von 44.000 kWh_{el} (bilanziell 100% EE-Versorgung) ein gegenüber dem EFH um 8% geringerer Gesamtdeckungsgrad von 59% erreichbar. Dies entspricht etwa 65% des maximal möglichen Deckungsgrads. Im Vergleich zum EFH (EE-Ertrag 7.250 kWh_{el}) steigt der thermische Deckungsgrad um 4,7% an und erreicht hier 60,1%. Dies liegt darin begründet, dass der thermische Deckungsgrad im Vergleich zum EFH verstärkt durch den kontinuierlichen WW-Bedarf bestimmt wird. Eine verstärkte Nutzung der EE-Einspeisung in den Sommermonaten ist somit möglich.

Tabelle 4-4: Deckungsgrad und erreichbarer EE-Anteil für das MFH für verschiedenen EE-Jahreserträge (Speicher: 600 l WW, 1.200 l RW)

EE-Jahresertrag in kWh/a	6.000	16.000	26.000	36.000	44.000
Max. möglicher Gesamtdeckungsgrad	13,5%	35,9%	58,4%	80,8%	≈100%
Stromoptimierter Betrieb					
Elektrischer Deckungsgrad	18,2%	39,4%	53%	62%	67%
Thermischer Deckungsgrad	1,8%	20,1%	38,3%	51,9%	60,1%
Gesamtdeckungsgrad / EE-Anteil	13,5%	33,9%	48,7%	59%	65%
Wärmegeführter Betrieb					
Thermischer Deckungsgrad	0,8%	11,2%	22,7%	33,5%	40,9%
Gesamtdeckungsgrad / EE-Anteil	13,2%	31,1%	44,3%	53,8%	59,5%
Erhöhung des Gesamtdeckungsgrad durch stromoptimierte Betriebsweise	+2,3%	+8,9%	+10,1%	+9,9%	+8,5%

Der höhere Beitrag der WW-Bereitstellung zur thermischen Last bewirkt, dass die prozentuale Erhöhung des Gesamtdeckungsgrads durch stromoptimierten im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb gegenüber dem EFH sinkt. Diese beträgt nunmehr bis 10,1%. Betrachtet man jedoch die Speichernutzung, so ist festzustellen, dass für einen EE-Jahresertrag von 44.000 kWh_{el} durch den bis zu 20% höher liegenden thermischen Deckungsgrad eine zusätzliche Energiemenge an EE von 2.420 kWh_{el} nutzbar ist. Diese Energiemenge entspricht der 162-maligen vollständigen Ladung des 600 l WW- und 1.200 l RW-Pufferspeichers.

Betrachtet man wiederum das Ziel einer 100% EE-Versorgung (EE-Jahresertrag 44.000 kWh_{el}), so ergibt sich bei stromoptimierter Betriebsweise die Notwendigkeit, 15.400 kWh_{el} der EE-Einspeisung, ca. 35% des Bedarfs, durch Stromspeicher zeitlich zu verschieben. Hierbei sind allein zur Deckung des Elektroenergiebedarfs ca. 10.500 kWh, ca. 30%, zwischenspeichern. Für einen wärmegeführten Betrieb erhöht sich die Energiemenge um 16%. Aus dem Residuallastverlauf ist ersichtlich, dass neben Langzeitspeichern zusätzlich der erhebliche Einsatz von Kurzzeitspeicher notwendig ist. Der Einsatz der Kurzzeitspeicher ist im Wesentlichen auf die Sommermonate begrenzt, die Langzeitspeicher sind wie im EFH für die Deckung der im Winter anfallenden Bedarfe erforderlich.

In einem 80% Szenario sinkt die zu speichernde Energiemenge auf ca. 7.800 kWh_{el} und beträgt somit nur etwa 50% gegenüber dem 100%-Szenario.

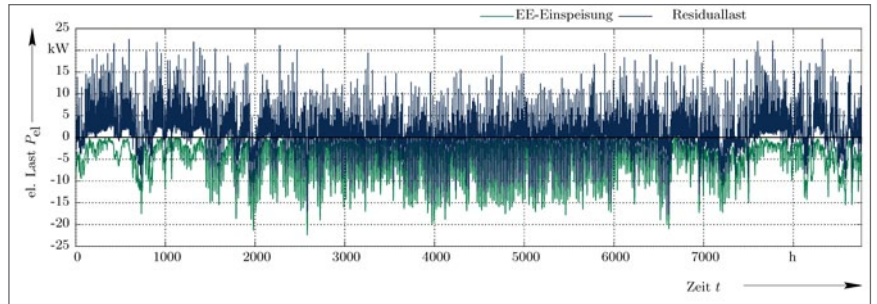


Abbildung 4-10: EE-Einspeisung und Residuallast bei bilanzieller Vollversorgung eines MFH (EE-Jahresertrag: 44.000 kWh/a, Speicher: 600 l WW, 1.200 l RW)

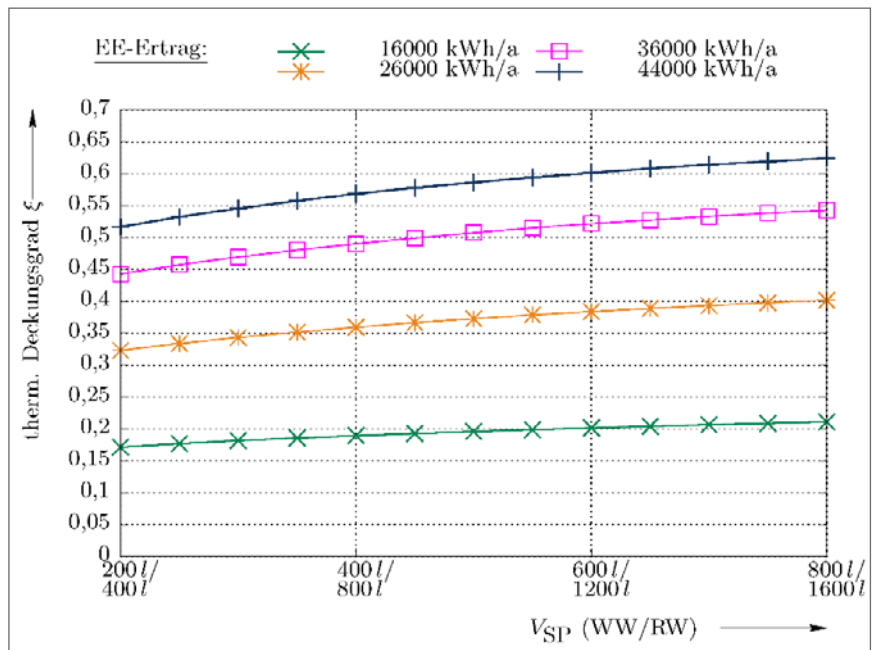


Abbildung 4-11: Thermischer Deckungsgrad für das MFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene EE-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise

Im Vergleich zum EFH kann im MFH die sich durch den Speicher bietende Flexibilität verstärkt genutzt werden. Abbildung 4-11 zeigt, dass durch den Einsatz des Speichers der thermische Deckungsgrad um ca. 11% für sehr hohe EE-Jahreserträge erhöht werden kann. Dies entspricht einer zusätzlich in Wärme umgesetzten EE-Energiemenge von 1408 kWh_{el}. Je geringer der EE-Jahresertrag allerdings ausfällt, desto geringer ist der Effekt des thermischen Speichers. Eine weitere Erhöhung des thermischen Deckungsgrads ist möglich, allerdings sind für größere Speicherabmessungen die baulichen Beschränkungen zu beachten.

Ein stromoptimierter Betrieb bewirkt in einem MFH ebenso eine signifikante Reduktion der Jahresspitzeinspeisung. Bis zum Jahresertrag von 16.000 kWh kann diese nahezu halbiert werden. Für höhere Erträge wirkt sich die maximale WP-Leistung begrenzend aus. Zusammen mit der zum

Zeitpunkt auftretenden elektrischen Last ergibt sich die maximal mögliche Reduktion. So ist eine Reduktion um 5 kW oder 22,3% bei einer bilanziellen 100%-Versorgung des Gebäudes mit EE möglich.

Tabelle 4-5: EE-Spitzeinspeisung und Reduktionspotenzial für MFH bei wärmegeführter und stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe für 600 l WW- sowie 1.200 l RW-Speicher

EE-Jahresertrag in kWh/a	6000	16.000	26.000	36.000	44.000
EE-Jahresspitzeinspeisung in kW	3,1	8,1	13,2	18,3	22,4
Reduktion der EE-Jahresspitzeinspeisung in kW					
Wärmegeführte Betriebsweise	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Stromoptimierte Betriebsweise	3,1	4	4,7	4,9	5

Zwischenfazit

Im Kontext zu den energiepolitischen Vorgaben ist eine wesentliche Erhöhung des Stromanteils in der Wärmeversorgung eines Wohngebäudes zielführend. Unter Beachtung eines steigenden EE-Anteils an der Bruttostromerzeugung können bereits mit einer wärmegeführten Betriebsweise gute thermische Deckungsgrade bei Anwendung der fluktuierenden Erzeugung erreicht werden. Ein zusätzliches erhebliches Potenzial besteht bei stromoptimierter Betriebsweise. Neben der starken Erhöhung des erreichbaren thermischen Deckungsgrads und somit des EE-Anteils in der Wärmeversorgung kann auch die Spitzeinspeisung von EE deutlich reduziert werden, wodurch der Netzbetrieb bzgl. u. a. Spannungshaltung und Strombelastung verbessert sowie der Betrieb von konventionellen Kraftwerken vereinfacht wird. Der stromoptimierte Betrieb erschließt zusätzlich ein Speicherpotenzial auf thermischer Seite, wodurch die für sehr hohe EE-Anteile an der Bruttostromerzeugung notwendigen Speicherkapazitäten auf elektrischer Seite reduziert werden können. Ohne den Einsatz von Elektroenergiespeichern ist eine 80% oder 100%-EE-Versorgung eines Wohngebäudes jedoch nur bei übermäßigem Ausbau der EE und somit hoher negativer Residuallast möglich. Zur Realisierung eines stromoptimierten Betriebs erforderlich sind eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur, geeignete Steuersignale sowie genaue Prognosemethoden für die lokal anfallenden Bedarfe sowie die Erzeugung von erneuerbaren Energien.

Begrenzend für den Einsatz von Strom im Wärmemarkt in Bezug auf die Nutzung von fluktuierender Erzeugung bei dem hier zugrunde gelegten EE-Mix ist die nur geringe Korrelation zwischen EE-Erzeugung und Wärmebedarf. Dies gilt insbesondere für das EFH. Betrachtet man einzig den Sektor der Wohngebäude, so ist ein wesentlicher Zubau der Windkraft zu befürworten. Gemäß Abbildung 4-12 und Abbildung 4-13 ist die Einspeisung durch Wind in den Wintermonaten höher, wodurch diese besser in den Wärmemarkt integriert werden kann. Hierdurch würde sich zusätzlich

der Bedarf an Langzeitspeichern reduzieren, um eine 100% EE-Versorgung des Gebäudes sicherzustellen.

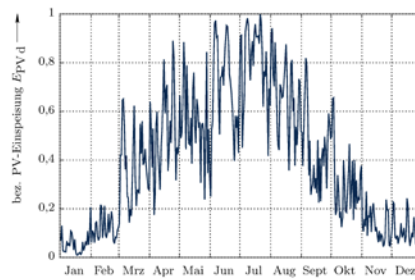


Abbildung 4-12: Bezogene tägliche Einspeisung der PV

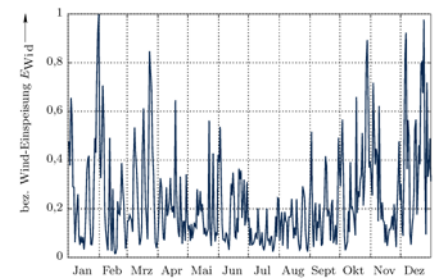


Abbildung 4-13: Bezogene tägliche Einspeisung der Windkraft

4.1.2 Anwendungsfall B: Eigenversorgung eines Wohngebäudes

Der Ausbau der Photovoltaik wird in Deutschland im Wesentlichen durch die privaten Haushalte getrieben. Aufgrund der sich stetig reduzierenden Modulpreise für PV rückt die Eigenbedarfsdeckung unter Einsatz von elektrischen Speichern zunehmend in den Fokus. Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist die Eigenbedarfsdeckung dabei insbesondere aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten interessant, um die Strombezugskosten zu senken. Meistens unbeachtet bleiben dabei die dezentrale Wärmeversorgung des Gebäudes und die Nutzung der thermischen Speicher zur Erhöhung des Autarkiegrads. Der Nachweis der Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung könnte weiterhin einen zusätzlichen Impuls für den Ausbau der PV liefern und damit einen Beitrag zum Erreichen der energiepolitischen Ziele leisten.

Anwendungsfall B hat zum Ziel, die sich durch den Wärmespeicher bietenden Möglichkeiten zur Eigenbedarfsdeckung aufzuzeigen sowie die Grenzen zu verdeutlichen. Als Betriebsweisen für die Wärmepumpe wird der wärmegeführte und stromoptimierte Betrieb sowohl für das EFH als auch für das MFH untersucht. Hierzu wird ausgehend von einem zur Verfügung stehenden PV-Ertrag der erreichbare Deckungsgrad für verschiedene Speichergößen bestimmt. Zusätzlich wird die erreichbare Reduktion der Einspeisespitzen ins Netz als zusätzliches Einsatzpotenzial für elektrische Heizsysteme analysiert. Dies ist insbesondere für die Netzintegration der PV-Anlagen von Bedeutung, da hierdurch ein wesentlicher Beitrag zur Spannungshaltung bzw. der Strombelastbarkeit geleistet werden kann. In einer abschließenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird unter Annahme einer auslaufenden EEG-Vergütung die optimale Anlagenkonfiguration (PV-Anlagengröße sowie Speicherdimensionierung) bestimmt und in Bezug auf die bestehenden Ausbauziele diskutiert.

Einfamilienhaus

Die zusammengefassten Ergebnisse für die Eigenversorgung eines EFH für verschiedene PV-Jahreserträge sind in Tabelle 46 dargestellt. Das Referenzobjekt für das EFH besitzt eine Dachfläche von etwa 90 m², bei Nutzung der halben zur Verfügung stehenden Dachfläche ist somit eine installierte Leistung von ca. 6 kW_p bzw. ein Jahresertrag von 4.200–6.600 kWh/a je nach Standort und Ausrichtung möglich. Die bilanzielle Vollversorgung (PV-Jahresertrag: 7.250 kWh/a) stellt somit einen eher theoretischen Wert dar.

Aus Tabelle 46 ist ersichtlich, dass ausgehend von einem PV-Jahresertrag von 1000 kWh/a der Autarkiegrad zunächst deutlich ansteigt, das Steigerungspotenzial jedoch für sehr hohe Erträge deutlich abnimmt. Der elektrische Autarkiegrad erhöht sich ab einem PV-Ertrag von 3.500 kWh/a nur noch wenig und erreicht 37,1%. Die nach Deckung des Elektroenergiebedarfs überschüssige Einspeisung kann zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Bei geringer PV-Einspeisung (1.000 kWh/a) werden über 70% des PV-Ertrags zur Deckung des Elektroenergiebedarfs genutzt, daher steigt der thermische Autarkiegrad erst mit zunehmenden PV-Ertrag deutlich an und erreicht für eine stromoptimierte Betriebsweise bis zu 36,8%. Gemäß Tabelle 46 zeigt sich ein klarer Vorteil der stromoptimierten Betriebsweise, der thermische Deckungsgrad kann mehr als verdoppelt werden. Für einen PV-Jahresertrag von 3.500 kWh/a entspricht die Erhöhung gegenüber dem wärmegeführten Betrieb einer zusätzlichen dezentralen Nutzung von 528 kWh_{el}, ca. 15% des gesamten PV-Jahresertrags. Die Wärmespeicher werden somit über 70-mal vollständig geladen. Für den Autarkiegrad bedeutet dies ein Steigerungspotenzial von bis zu 37% bei Anwendung einer stromoptimierten anstatt einer wärmegeführten Betriebsweise.

Der Autarkiegrad lässt sich weiter erhöhen. Das Steigerungspotenzial ist hierbei jedoch begrenzt durch die nur geringe Korrelation des thermischen Bedarfs und der PV-Einspeisung, insbesondere in Ein- und Zweifamilienhäusern wird der thermische Bedarf durch den RW-Bedarf bestimmt. Ein reduzierter RW-Bedarf (Beispielgebäude mit EnEV 2009) wirkt sich nur wenig auf den Autarkiegrad aus, der thermische Autarkiegrad ist bei gleichbleibendem PV-Ertrag ca. 3%-Punkte höher. Erhöht sich hingegen der Warmwasserbedarf, so beeinflusst dies bei höheren PV-Erträgen (ab 3.500 kWh/a) nur geringfügig den thermischen Autarkiegrad.

Tabelle 4-6: Autarkiegrad für das EFH für verschiedene PV-Jahreserträge (Speicher: 300 l WW, 600 l RW)

PV-Ertrag in kWh/a	1.000	3.500	6.000	7.250
Max. möglicher Autarkiegrad (gesamt)	13,8%	48,1%	82,5%	≈100%
Stromoptimierter Betrieb				
Elektrischer Autarkiegrad	21,8%	33,1%	36,2%	37,1%
Thermischer Autarkiegrad	6,2%	25,2%	34%	36,8%
Autarkiegrad (gesamt)	13,2%	28,7%	35%	36,9%
Wärmegeführter Betrieb				
Thermischer Autarkiegrad	2,5%	12%	16,7%	18,4%
Autarkiegrad (gesamt)	11,2%	21,5%	25,5%	26,8%
Erhöhung des Autarkiegrads (gesamt) durch optimierte Betriebsweise	+17,5%	+33,5%	+37%	+37,7%

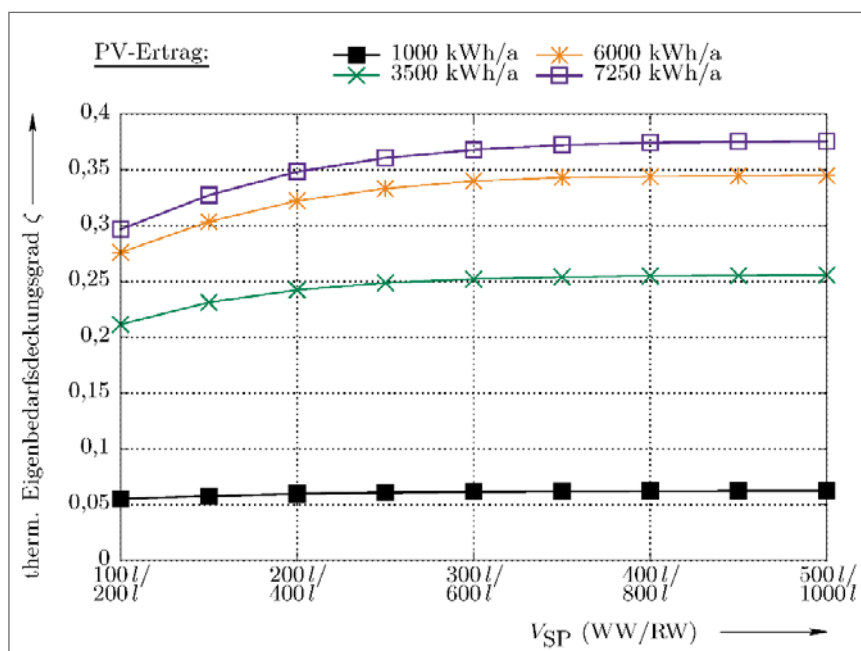


Abbildung 4-14: Thermischer Autarkiegrad für das EFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise

Der erreichbare thermische Autarkiegrad ist abhängig von der Speicherdimensionierung. Bereits durch Nutzung der sich bei 100 l WW- und 200 l RW-Pufferspeicher ergebenden Flexibilität kann der thermische Autarkiegrad gegenüber dem wärmegeführten Betrieb deutlich erhöht werden. Bei kleinen PV-Erträgen ist eine Verdopplung möglich. Analog zur Integration der fluktuierenden EE-Erzeugung im Anwendungsfall A zeigt sich auch für die PV-Eigenversorgung, dass Speichervolumen von 400 l (WW) und 800 l (RW) überdimensioniert sind. Ein deutliches Potenzial. Für höhere PV-Erträge ab 3.500 kWh/a ist demnach durch die gezielte Dimensionierung der Speicher bis 300 l WW- und 600 l RW ein zusätzliches Potenzial von ca. 4 bis 8% erschließbar. Dies entspricht einer zusätzlich genutzten Energie-

menge von 160 kWh bis 320 kWh bzw. der 21 bzw. 43 maligen vollständigen Ladung.

Der stromoptimierte Betrieb zeigt auch bei der PV-Eigenversorgung deutliche Vorteile bei der Reduktion von Einspeisespitzen (Tabelle 47). Gegenüber dem wärmegeführten Betrieb können die Einspeisespitzen um mehr als das doppelte reduziert werden. Das Potenzial ist bei höheren EE-Erträgen letztlich durch die maximale Bemessungsleistung der Wärmepumpe begrenzt. Aufgrund der Dezentralität im Anwendungsfall B ist die Reduktion der Einspeisespitzen insbesondere für die Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit langen Netzsträngen als auch für die Strombelastbarkeit von Bedeutung. Durch den Einsatz intelligenter Algorithmen zur Einsatzplanung für Wärmeerzeuger kann somit die Integration von PV-Anlagen gefördert und sonst notwendige Netzausbaumaßnahmen zeitlich verschoben bzw. vermieden werden.

Tabelle 4-7: PV-Einspeisespitzen und Reduktionspotenzial für das EFH für wärmegeführte und stromoptimierte Betriebs bei verschiedenen PV-Jahreserträge (Speicher: 300 | WW, 600 | RW)

PV-Jahresertrag in kWh/a	1.000	3.500	6.000	7.250
PV-Einspeisespitzen in W	1.092	3.822	6.553	7.918
Reduktion der PV- Einspeisespitzen in W				
Wärmegeführte Betriebsweise	250	382	434	446
Stromoptimierte Betriebsweise	464	1.079	1.407	1.520

Die Eigenversorgung ist ebenso aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten interessant. Hierfür wurde ausgehend von den erreichbaren Autarkiegraden in einer vereinfachten Wirtschaftlichkeitsberechnung der Barwert für die Investitionsentscheidung bei einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahren bestimmt. Ziel ist es, die optimale Anlagenkonfiguration (PV + Speicher) zu bestimmen und in Bezug auf die energiepolitischen Ziele zu diskutieren. Die hierfür getätigten Annahmen sind Tabelle 48 zu entnehmen. In die Berechnung sind hierbei die Investitionskosten für die PV-Anlage und Speicher zu integrieren. Die Wärmepumpe wird nicht berücksichtigt, da diese als Grundausstattung des Haushalts zur Wärmeversorgung betrachtet wird. Dies steht im Einklang mit den klimapolitischen Zielen unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten (vgl. Kapitel 6), ein Vergleich verschiedener Heizsysteme soll im Rahmen der Studie nicht erfolgen.

Der Rückfluss ergibt sich aus dem verringerten Netzbezug, wobei bzgl. der Strompreise zwischen Elektroenergiebedarf und thermischem Bedarf unterschieden wird. Als Strompreis wird der für das Jahr 2014 bestimmte mittlere Strompreis von 29,13 ct/kWh genommen [BDEW 2014]. Die Strompreissteigerung betrug in den letzten 10 Jahren durchschnittlich 4,95%, im Wesentlichen getrieben durch die Entwicklung der EEG-Umlage

von 0,54 ct/kWh (2004) auf 6,24 ct/kWh (2014). Für die Berechnung wurde angenommen, dass die Preissteigerung sich auf 2% reduziert. Die Auswirkungen einer Variation werden bei Vorstellung der Ergebnisse erläutert. Zusätzlich wurde keine EEG-Vergütung berücksichtigt.

Zum Vergleich wird zusätzlich der wärmegeführte Betrieb berücksichtigt. Da im wärmegeführten Betrieb die sich durch den Speicher bietende Flexibilität nicht genutzt wird, wird einzig ein 100 l-WW-Speicher für das EFH und 400 l WW-Speicher für das MFH in den Investitionskosten berücksichtigt.

Tabelle 4-8: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung (alle Angaben sind Bruttopreise)

Investitionskosten Speicher:		
WW-Pufferspeicher	Grundpreis (100 l): 504 €	Preis je zus. Liter 51,3 ct/l
RW-Pufferspeicher	Grundpreis (200 l): 455 €	Preis je zus. Liter 49,9 ct/l
Investitionskosten PV-Anlage:	1.850 €/kW _p	
Strompreis:	29,13 ct/kWh	Jährliche Strompreissteigerung: 2%
WP-Strompreis:	20 ct/kWh	
Kalkulationszinssatz:	3,8%	
Betrachtungszeitraum:	25 Jahre	

Abbildung 4-17 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Unter den gewählten Randbedingungen zeigt sich als betriebswirtschaftlich optimale Anlagenkonfiguration eine PV-Anlage mit Ertrag von 2.000 kWh/a sowie der Einsatz eines 200 l WW und 400 l RW-Speichers. Gegenüber einer wärmegeführten Betriebsweise steigt der Barwert um 35%, die Investition ist also in beiden Fällen vorteilhaft. Insgesamt ergibt sich, dass die Investitionsentscheidung bis zu einem PV-Ertrag von 5.000 kWh einen Barwert größer null aufweist, die Wirtschaftlichkeit somit nachweist. Abbildung 4-15 zeigt weiterhin, dass die Erhöhung der Speichervolumen bis auf 300 l (WW) und 600 l (RW) sinnvoll ist. Eine größere Dimensionierung ist aufgrund des nur geringen Steigerungspotenzials des thermischen Autarkiegrads nicht sinnvoll.

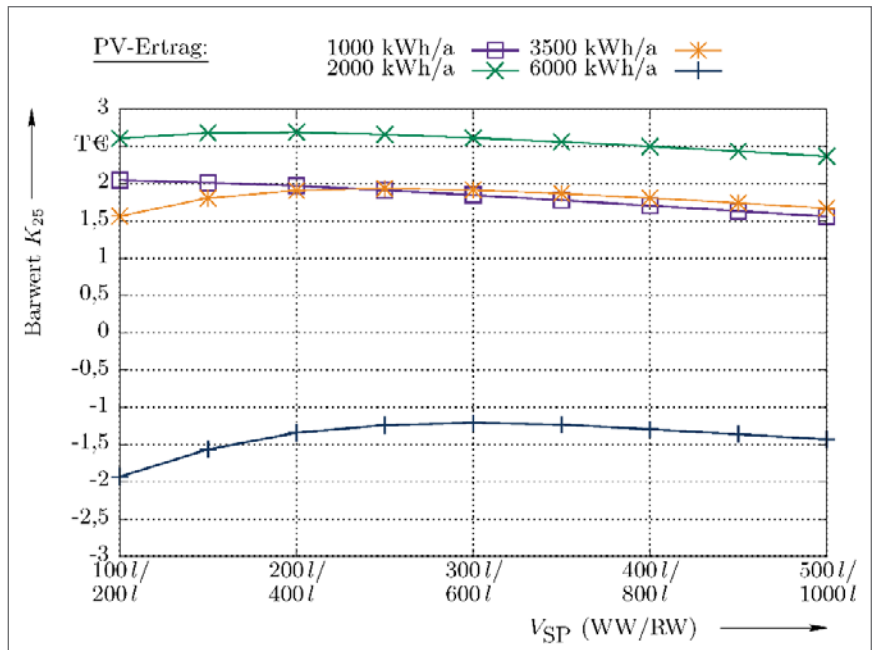


Abbildung 4-15: Erreichbarer Barwert nach 25 Jahren für das EFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise

Abschließend wurde im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine Sensitivitätsanalyse bzgl. des Einflusses der Strompreissteigerung sowie der Entwicklung der PV-Modulkosten durchgeführt. Insbesondere letztgenannte sanken in den letzten Jahren zunehmend, eine weitere Reduktion wird erwartet. Tabelle 49 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Die Strompreissteigerung wirkt sich sehr deutlich auf den erreichbaren Barwert aus. Während bei einem konstanten Strompreis lediglich eine Anlage mit 1.500 kWh Ertrag zielführend ist, so ist bei einem weiteren Anstieg gemäß dem Durchschnitt der letzten 10 Jahre der doppelte PV-Ertrag zielführend. Gleichzeitig ist die Erhöhung der Speichergrößen zu beachten. Die PV-Modulkosten haben hingegen einen wesentlich geringeren Einfluss.

Anhand der Betrachtungen zeigt sich, dass bei Reduktion der Modulkosten und weiterhin starkem Anstieg der Strompreise eine Anlage mit maximal 4 kW_p die optimale Konfiguration darstellt. Um das existierende PV-Potenzial auf Dachflächen (Vorstadt: 8,7 kW_p, Land: 13,7 kW_p) von Wohngebäuden zu erschließen, was für das Erreichen der energiepolitischen Ziele unabdingbar ist, sind daher weiterhin externe Impulse, z. B. die Förderung der Einspeisung, notwendig.

Tabelle 4-9: Barwert und optimale Anlagenkonfiguration für das EFH mit stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe bei unterschiedlichen Strompreissteigerungen und PV-Modulkostenreduktion

Strompreissteigerung pro Jahr		0%	2%	4%	4,95%
PV-Modulkostenreduktion	-0%	1.192 €	2.691 €	5.073 €	6.613 €
		1.500 kWh/a WW:100l, RW:200l	2.000 kWh/a WW:200l, RW:400l	2.500 kWh/a WW:250l, RW:500l	3.000 kWh/a WW:250l, RW:500l
	-5%	1.347 €	2.904 €	5.351 €	6.921 €
		1.500 kWh/a WW:100l, RW:200l	2.250 kWh/a WW:200l, RW:400l	2.750 kWh/a WW:250l, RW:500l	3.000 kWh/a WW:250l, RW:500l
	-10%	1.519 €	3.136 €	5.635 €	7.244 €
		1.750 kWh/a WW:150l, RW:300l	2.250 kWh/a WW:200l, RW:400l	2.750 kWh/a WW:250l, RW:500l	3.250 kWh/a WW:250l, RW:500l
	-15%	1.700 €	3.371 €	5.943 €	7.578 €
		1.750 kWh/a WW:150l, RW:300l	2.500 kWh/a WW:250l, RW:500l	3.000 kWh/a WW:250l, RW:500l	3.250 kWh/a WW:250l, RW:500l
	-20%	1.900 €	3.628 €	6.263 €	7.935 €
		2.000 kWh/a WW:150l, RW:300l	2.500 kWh/a WW:250l, RW:500l	3.250 kWh/a WW:250l, RW:500l	3.500 kWh/a WW:300l, RW:600l

Mehrfamilienhaus

Das untersuchte Mehrfamilienhaus besitzt eine Dachfläche von 660 m². Bei Nutzung der halben Dachfläche ist somit eine PV-Leistung von ca. 47 kW_p installierbar. Dies ermöglicht je nach Region einem PV-Jahresertrag zwischen 32.900 und 51.700 kWh/a. Eine bilanzielle Vollversorgung aus PV ist somit möglich.

Tabelle 4-10 zeigt die erreichbaren Deckungsgrade. Diese verhalten sich ähnlich zum EFH. Zunächst steigt der elektrische Autarkiegrad deutlich an und erreicht bis zu 35,1% und liegt somit ein wenig unterhalb des erreichbaren Wertes des EFH. Der thermische Autarkiegrad wächst zunächst mit dem PV-Jahresertrag deutlich an, konvergiert jedoch für hohe PV-Jahreserträge. Der bei bilanzieller Vollversorgung aus PV erreichbare thermische Autarkiegrad von 37,8% liegt leicht höher als für das EFH, da der Anteil des Warmwasserbedarfs am thermischen Bedarf höher ist. Gegenüber einem wärmegeführten Betrieb ist die Erhöhung des Autarkiegrads durch einen stromoptimierten Betrieb gegenüber dem EFH geringer. Der Gesamtenergiebedarf des MFH ist im Wesentlichen durch den Elektroenergiebedarf geprägt, wodurch der bei stromoptimierter Betriebsweise nur um 12–14% gegenüber dem wärmegeführten Betrieb erhöht werden kann.

Tabelle 4-10: Autarkiegrad für das MFH bei verschiedenen PV-Jahreserträgen (Speicher: 600 l WW, 1.200 l RW)

PV-Ertrag in kWh/a	6.000	16.000	26.000	36.000	44.000
Max. möglicher Autarkiegrad (gesamt)	13,5%	35,9%	58,4%	80,8%	≈100%
Stromgeführter Betrieb					
Elektrischer Autarkiegrad	15%	25,9%	30,7%	33,6%	35,1%
Thermischer Autarkiegrad	7,6%	22%	30,4%	33,6%	37,8%
Autarkiegrad (gesamt)	12,9%	24,8%	30,6%	34%	35,9%
Wärmegeführter Betrieb					
Thermischer Autarkiegrad	2,8%	11,6%	17,5%	20,7%	23,3%
Autarkiegrad (gesamt)	11,5%	21,8%	26,9%	29,9%	31,7%
Erhöhung des Autarkiegrads durch optimierte Betriebsweise	+12%	+13,8%	+13,8%	+13,7%	+13,2%

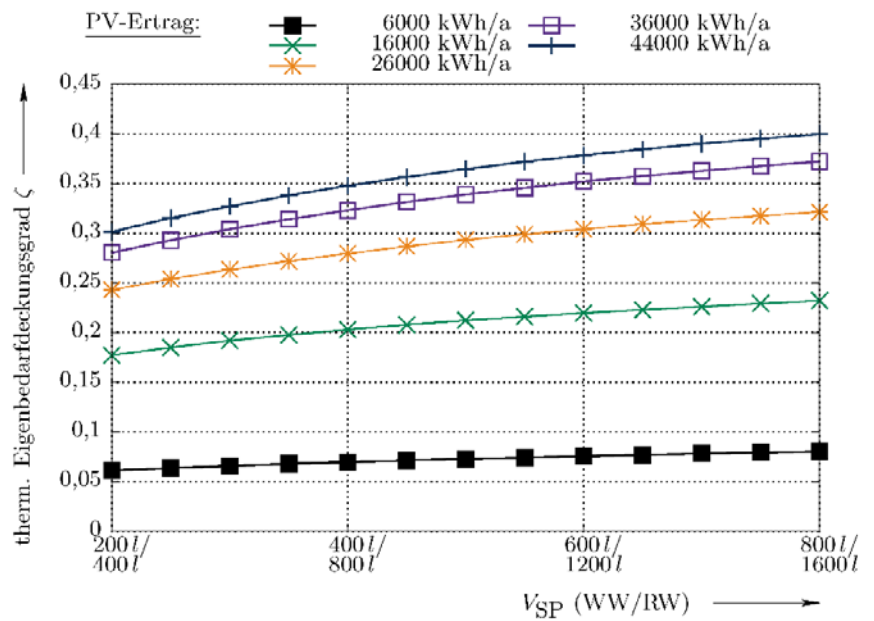


Abbildung 4-16: Thermischer Autarkiegrad für das MFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise

Betrachtet man hingegen den Einfluss der Speicherauslegung auf den thermischen Autarkiegrad, so zeigt sich deutlich das zusätzlich erschließbare Potenzial. Insgesamt lässt sich der thermische Autarkiegrad um bis zu 10% erhöhen. Dies entspricht einer zusätzlich genutzten PV-Einspeisung von 1.280 kWh/a bzw. der 64-maligen vollständigen Ladung des 800 l WW- und 1.600 l RW-Pufferspeichers. Durch eine darüber hinausgehende Erhöhung der Speichervolumen kann der thermische Autarkiegrad weiter gesteigert werden. Begrenzend wirken sich die baulichen Voraussetzungen aus. Gegenüber dem EFH ist eine deutliche Konvergenz des thermischen Autarkiegrads jedoch nicht ersichtlich. Betrachtet man abschließend noch

das Verhalten bei sehr geringen PV-Jahreserträgen, so zeigt sich, dass das erschließbare Potenzial deutlich geringer ist und nur noch wenige Prozent beträgt.

Tabelle 4-11: PV-Spitzeinspeisung und Reduktionspotenzial für das MFH für wärmegeführte und stromoptimierte Betriebs bei verschiedenen PV-Jahreserträge (Speicher: 600 l WW, 1.200 l RW)

PV-Jahresertrag in kWh/a	6.000	16.000	26.000	36.000	44.000
PV-Einspeisespitzen in kW	6,6	17,5	28,4	39,3	48,1
Reduktion der PV-Einspeisespitzen in kW					
Wärmegeführte Betriebsweise	1,28	1,37	1,37	1,37	1,37
Stromoptimierte Betriebsweise	3,7	5,8	5,8	5,8	5,8

Abschließend werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gezeigt. Unter den in Tabelle 4-8 gezeigten Randbedingungen ergibt sich eine optimale Anlagenkonfiguration bei einer Anlage mit ca. 16 kW_p. Zielführend ist es, immer die maximal untersuchte Speicherkombination zu wählen. Eine Vergrößerung der Speichervolumen kann die Wirtschaftlichkeit weiter erhöhen. Begrenzend wirken sich bauliche Randbedingungen aus. Gegenüber dem wärmegeführten Betrieb kann durch den stromoptimierten Betrieb die Wirtschaftlichkeit um ca. 20% erhöht werden (PV-Ertrag: 14.000 kWh/a, WW-Speicher: 400 l). Die Wirtschaftlichkeit der Investition kann für Jahreserträge bis zu 38.000 kWh/a nachgewiesen werden.

Die in Tabelle 4-12 gezeigten Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass im Vergleich zum EFH die maximale Speicherdimensionierung zielführend ist. Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat die anzunehmende Strompreissteigerung. Die PV-Modulkosten wirken sich weniger stark aus. Sollte der Strompreis weiterhin stark ansteigen und die Modulkosten um 20% fallen, so ist die Installation einer 27 kW_p-Anlage ideal.

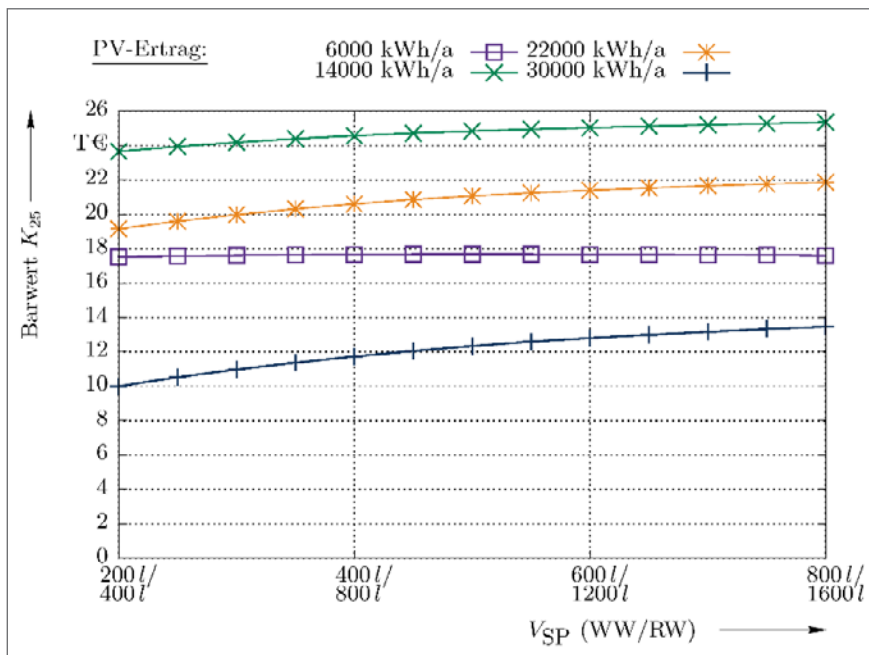


Abbildung 4-17: Erreichbarer Barwert nach 25 Jahren für das MFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise

Tabelle 4-12: Barwert und optimale Anlagenkonfiguration für die Versorgung des MFH mit stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe bei unterschiedlichen Strompreissteigerungen und PV-Modulkostenreduktion

Strompreissteigerung pro Jahr		0%	2%	4%	4,95%
PV-Modulkostenreduktion	-0%	14,4 T€	25,4 T€	42 T€	52 T€
		12.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	14.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	18.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	20.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l
	-5%	15,6 T€	26,8 T€	43,8 T€	54,7 T€
		12.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	14.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	18.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	20.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l
	-10%	16,8 T€	28,4 T€	45,8 T€	56,9 T€
		12.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	16.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	20.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	22.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l
	-15%	18,2 T€	30 T€	47,9 T€	59,2 T€
		14.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	16.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	20.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	22.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l
	-20%	19,6 T€	31,8 T€	50,1 T€	61,6 T€
		14.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	18.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	22.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l	24.000 kWh/a WW:800l, RW:1.600l

Fazit

Die PV-Eigenversorgung kann einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung des Stromanteils an der Wärmeversorgung leisten. Sowohl für das EFH als auch das MFH wurde gezeigt, dass sich deutlich mehr als 30% der dezentralen PV-Erzeugung in die Gebäude-, sowohl Elektro- als auch Wärmeversorgung, integrieren lassen. Vorteilhaft ist insbesondere der Einsatz eines Fahrplanmanagements für den Wärmeerzeuger, da dies den thermischen Autarkiegrad deutlich erhöhen kann. Dies gilt besonders für EFH, bei dem sich der thermische Autarkiegrad durch die stromoptimierte Betriebsweise verdoppeln lässt. Eine wärmegeführte Betriebsweise ist daher nicht zu empfehlen. Die erreichbaren Autarkiegrade führen dazu, dass sich die Investitionen ohne EEG-Vergütung in die PV-Anlage sowie die Speicher wirtschaftlich darstellen lassen. Dies kann den weiteren Zubau an PV deutlich fördern. Als betriebswirtschaftlich optimale Lösung ergibt sich, dass nur ca. 40% des Dachflächenpotenzials genutzt werden. Für eine vollständige Nutzung im Rahmen der Transformation nach 2050 bedarf es neben fallender PV-Modulpreise weiterer externer Impulse, z. B. der Förderung der EE-Einspeisung.

4.1.3 Anwendungsfall C: Reduktion der negativen Residuallast im Jahr 2050

Abschließend soll noch das Potenzial zur Reduktion der negativen Residuallast anhand des Referenzobjekts EFH aufgezeigt werden. Ausgehend von den Ergebnissen der VDE Speicherstudie (vgl. Kapitel 2.3), d. h. der im Jahr 2050 bei 80% und 100% EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung auftretenden residualen Last wird gezeigt, wie durch die Anwendung von Strom im Wärmemarkt die negative residuale Last reduziert werden kann. Analog zu Anwendungsfall A und Anwendungsfall B wird davon ausgegangen, dass dem Haushalt ein gewisser Anteil der negativen residualen Last zur Verfügung steht. Dieser Anteil ist so bemessen, dass eine 100% Deckung des Wärmebedarfs möglich wäre.

Tabelle 4-13 zeigt die Ergebnisse sowohl bei wärmegeführter als auch stromoptimierter Betriebsweise. Durch beide Betriebsweisen wird ein hoher Anteil der neg. Residuallast genutzt. Insbesondere die Ergebnisse des wärmegeführten Betriebs zeigen, dass die Korrelation relativ hoch ist. Durch den stromoptimierten Betrieb kann die genutzte Überschussenergie nochmal um ca. 9% (80% EE) bzw. 10% (100% EE) erhöht werden. Der Einsatz höher dimensionierter Speicher erschließt ein zusätzliches Potenzial von über 4%. Die Stunden, in denen Überschuss auftreten, reduzieren sich deutlich um 27% bzw. 35%. Der stromoptimierte Betrieb besitzt weiterhin seine Vorteile in der Reduktion der Spitzenleistung der negativen Residuallast.

Tabelle 4-13: Ergebnisse für die Reduktion der negativen Residuallast durch das EFH (WW: 300 l, RW: 600 l) in einem Szenario mit 80% bzw. 100% EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung

	Ohne Nutzung im Wärmemarkt	Mit Nutzung im Wärmemarkt	
Betriebsart Wärmeerzeuger		wärmegeführt	stromoptimiert
Szenario 80% EE-Anteil an Bruttostromerzeugung			
Überschussenergie	4.000 kWh	2.585 kWh	2.214 kWh
Zeiten mit Überschuss	3.511 h	2.682,5 h	2.571 h
Durchschnittliche negative Residuallast	1.139 W	964 W	861 W
Maximale negative Residuallast	3.129 W	3.068 W	2.815 W
Szenario 100% EE-Anteil an Bruttostromerzeugung			
Überschussenergie	4.000 kWh	2.258 kWh	1.871 kWh
Zeiten mit Überschuss	4.970 h	3.522,5 h	3.240,5 h
Durchschnittliche negative Residuallast	804,8 W	641 W	577 W
Maximale negative Residuallast	2.230 W	2.114 W	1.907 W

Die vermehrte Integration von Wärmeerzeugern in die Elektroenergieversorgung bewirkt gleichzeitig eine Erhöhung der positiven Residuallast, wie Abbildung 4-18 und Abbildung 4-19 zu entnehmen ist. Der Einsatzplanungsalgorithmus optimiert darauf jedoch nicht. Die Erhöhung der positiven Residuallast bewirkt, dass der EE-Anteil von 80% bzw. 100% an der Bruttostromversorgung aufgrund der Nutzung von Strom im Wärmemarkt nicht mehr erreicht wird, ein weiterer Zubau an EE ist somit notwendig. Diese Wechselwirkung wird durch das Modell jedoch nicht abgebildet.

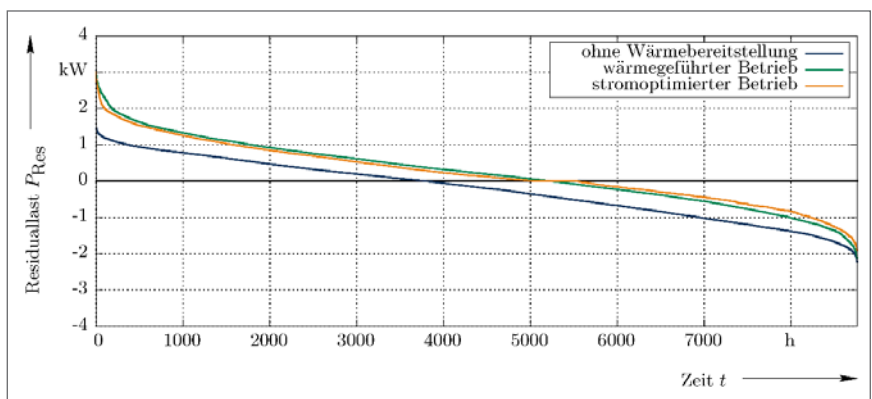


Abbildung 4-18: Jahresdauerlinie für das 100% EE-Szenario (Speicher: WW 300 l, RW: 600 l)

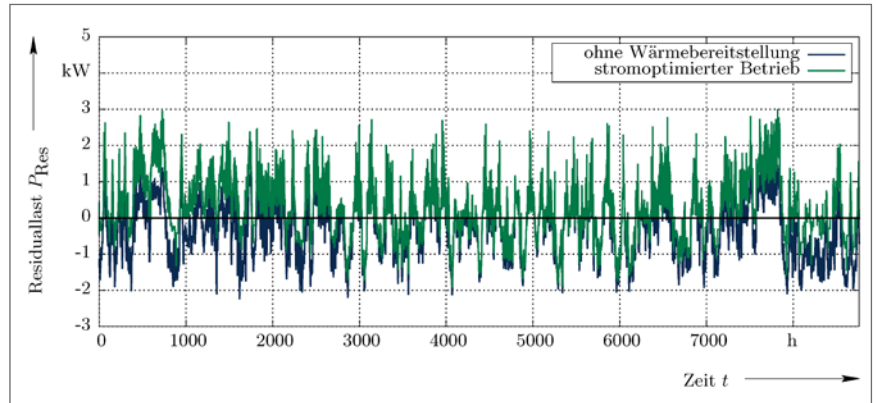


Abbildung 4-19: Residuallastverlauf für das 100% EE-Szenario (Speicher: WW 300 l, RW: 600 l)

4.2 Industrie

Eine vollständige und detaillierte Anwendungsbilanz zur Nutzung von elektrischem Strom für die industrielle Prozesswärmebereitstellung ist in der Literatur bisher nicht bekannt. Die Abschätzung der Potenziale für das Jahr 2050 beruht dabei auf folgenden Grundannahmen:

- Eine preisbasierte Modellierung des globalen Warenverkehrs sowie des Wirtschaftswachstums mit einer nationalen Bilanz importierter und exportierter Güter ist an dieser Stelle nicht möglich. Die Produktionsmengen wurden daher als konstant betrachtet.
- Die heute bekannten, auf Strom basierenden Verfahren werden sich weitgehend durchsetzen ggü. Brennstoff basierten Verfahren.
- Eine Einführung grundsätzlich neuer – heute unbekannter – Technologien wird nicht erwartet.
- Chlor, Ammoniak, Stahl sowie primäre NE-Metalle werden mit monovalenten Prozessen hergestellt. Die übrigen Prozesse können prinzipiell vollständig hybridisiert werden, so dass das DSM-Potenzial deutlich ansteigt.
- Mit Wärmepumpen können Temperaturen bis 140 °C erreicht werden.

Der Erdgasverbrauch zur Wärmebereitstellung in der Industrie ist langfristig rückläufig, da die Substitution von Kohle durch Erdgas aufgrund des unterstellten Emissionshandelssystems – bzw. der sektorübergreifenden Treibhausgasemissionsminderungs vorgaben – die Effizienzsteigerungen der Prozesswärmeerzeugung langfristig nicht kompensieren kann. In der Industrie kann Erdgas Prozesswärme auf Flammtemperaturniveau von 1.100 °C und

mehr erzeugen. Da die Bereitstellung dieses Temperaturniveaus größtenteils nur durch die direkte Verbrennung flüssiger oder gasförmiger Energieträger erzielbar ist, wird Erdgas in der Industrie auch noch bei sektorübergreifenden Reduktionszielen von 90% im Jahr 2050 eingesetzt. Der Erdgasverbrauch erfolgt hierbei vor allem in der Stahlindustrie im Bereich der Weiterverarbeitung von Rohstahl zum Gießen oder Walzen sowie in der Keramik- bzw. Ziegelindustrie, zur Oberflächenbehandlung bzw. um entsprechende Materialeigenschaften zu erzielen. Im Bereich des Subsektors Steine und Erden wird Erdgas in Brennöfen und für das Brennen von Kalk und Zement verwendet. Hierbei wird Erdgas in Kombination mit Biogas eingesetzt, um die spezifischen CO₂-Emissionen des Brennstoffinputs zu reduzieren. Für ein CO₂-Minderungsziel von 80% ggü. dem Referenzjahr 1990. Die Umsetzung dieser Ziele wird nachfolgend anhand einiger Beispiele verdeutlicht.

Die Potenziale werden anhand von Fallbeispielen verdeutlicht.

4.2.1 Anwendungsfall 1: Einsatz einer Großwärmepumpe zur Prozesswärmeerzeugung

In Deutschland werden pro Jahr rd. 2 Mio. Tonnen Braumalz hergestellt. Der Prozess umfasst das Weichen, Keimen und Trocknen. Beim Trocknen des Malzes wird die Feuchtigkeit in zwei Schritten (Schwelken & Darren) von 45% auf 5% reduziert. Über die Dauer und Temperatur des Darrens lassen sich die späteren Eigenschaften des Bieres beeinflussen. Die Tivoli Malz GmbH produziert am Standort Hamburg rd. 100.000 Tonnen Malz p.a. Zur Abwärmenutzung beim Trocknen wird seit 2010 eine Kompressionswärmepumpe mit einer Heizleistung von 3,25 MW eingesetzt, die dem Fortluftstrom (26 °C, 0,24 t/h, 100% rel. Feuchte) Wärme entnimmt und damit die Zuluft auf 35 °C erwärmt. Aus der feuchten Abluft fallen stündlich bis zu 3 t Kondensat an. Die Wärmepumpe nutzt Ammoniak als Kältemittel und erreicht eine Jahresarbeitszahl von 6,3. Die Investition von rd. 1,8 Mio. € für die Wärmepumpe erreicht eine interne Verzinsung von 24%. Zusätzlich zur Wärmepumpe wurde in die Darre auch ein 2 MW-BHKW integriert, dessen Strom u. a. die Wärmepumpe antreibt und dessen Wärme ebenfalls zur Trocknung eingesetzt wird [Mönch, 2012]. In dieser Kombination lässt sich zukünftig sogar eine flexible, am Börsenstrompreis orientierte Betriebsweise realisieren.

4.2.2 Anwendungsfall 2: Einsatz von Elektrodenkesseln

Ende 2013 konnte ENERSTORAGE die EEW Energy from Waste für ein Power-to-Heat Contracting am Standort Premnitz gewinnen. Die EEW ist der führende Betreiber von Müllheizkraftwerken in Deutschland.

Die EEW Energy from Waste betreibt am Standort Premnitz eine Müllverbrennungsanlage bestehend aus einer Wirbelschicht- und einer Rostfeuerung. Diese versorgt den angeschlossenen Industrie- und Gewerbepark

mit Niederdruck-Prozessdampf. ENERSTORAGE hat dort zwei 10 MW Elektrodenkessel errichtet, die 10bar-Sattdampf erzeugen und nach Druckreduktion diesen als überhitzten Dampf ins ND-Dampfnetz (3 bar) einspeisen. Der bei Regelleistungsabruf durch den ÜNB erzeugte Dampf dient zur Versorgung der am Dampfnetz angeschlossenen Verbraucher. Dabei kann das ND-Versorgungsdampfnetz im Bedarfsfall auch als Pufferspeicher genutzt werden. Der Stromanschluss wird über die vorhandene 6,3 kV MS-Schaltanlage der EEW realisiert. Um die durch Regelleistung verursachten Stromflüsse separat erfassen zu können, wurde zwischen EEW, E.DIS als Anschlussnetzbetreiber und ENERSTORAGE eine Vereinbarung über die Bereitstellung eines Zählpunktes abgeschlossen. Somit können sämtliche durch ENERSTORAGE verursachten Leistungsspitzen getrennt erfasst und aus dem Lastgang der EEW herausgerechnet werden. Hiermit konnte insbesondere das Risiko einer Reduktion der vermiedenen Netzentgelte für EEW ausgeschlossen werden. Die Reservebesicherung der ENERSTORAGE Anlage erfolgt in einem ersten Schritt über Eigenbesicherung durch den zweiten Kessel.

Die Daimler AG betreibt in Sindelfingen bei Stuttgart eines der weltweit größten PKW-Montagewerke mit einer Produktionskapazität von 2.250 Fahrzeugen pro Tag. Seit den 60er Jahren arbeitet dort ein Heizkraftwerk, das 1970 und 1989 erweitert und zuletzt 1993 emissionstechnisch ertüchtigt wurde. Aus insgesamt 7 Kesseln wird neben Strom über 4 Turbinen auch Prozessdampf auf den Druckstufen 110, 24, 12 und 8 bar erzeugt. Von 2011 bis 2013 wurde das Kraftwerk um eine Gasturbine mit 31 MW_{el} und einen 100 t HD-Dampfkessel erweitert. Die Investition für die Maßnahme lag bei 41,4 Mio. € und erreicht eine Amortisation von rd. 3 Jahren. Der Energieverbrauch im Werk Sindelfingen liegt bei 688 GWh Wärme und 531 GWh Strom, wovon das erweiterte Heizkraftwerk etwa 380 GWh erzeugt. Etwa die Hälfte der Wärme wird als Prozessdampf in der Lackieranlage eingesetzt. In die Anlage könnte ohne weiteres auch ein E-Kessel integriert werden, wenn dieser die notwendige interne Verzinsung bzw. Amortisation erreicht, was allerdings im derzeitigen Energiemarkt nicht möglich ist [Hinsberger 2014].

Der Infrastrukturbetreiber Infraserb betreibt mit rd. 1.900 Mitarbeitern die Versorgungsanlagen im Industriepark Höchst. Dazu gehört die Strom-, Wärme-, Dampf-, Kälte-, Gas- und Wasserversorgung sowie tlw. der Gebäudebetrieb. Infraserb hat 2014 zwei 20 MW-Elektrokessel der Fa. Parat am Standort Höchst als Reservekessel und zur Regellenergie-Vermarktung aufgebaut [PARAT 2014].

Das Bosch-Areal in Stuttgart Feuerbach wird durch ein Heizwerk mit Wärme versorgt, das von der EnBW betrieben wird. Die gelieferte Wärmemenge liegt zwischen 73 und 105 GWh/a bei einer maximalen Leistung von 37 MW. Da die Wärme tlw. auch als Prozesswärme eingesetzt wird,

ist ein hohes Temperaturniveau (VL: 165 °C) bei einer Spreizung von max. 75 K erforderlich. Die Wärmeerzeugung erfolgt durch jeweils einen 20 MW Öl- und Gaskessel. Aus Gründen der Redundanz, der Betriebssicherheit und zur Erzeugung der Mindestlast im Sommer (< 2 MW) wurden 1991 zwei 25 MW Elektrodenkessel der Fa. Klöpper Therm installiert. Derzeit wird geprüft, ob die E-Kessel auch zur Regelenergievermarktung eingesetzt werden können.

Die Vermarktung von Regelenergie oder andere börsenpreisabhängige Einsatzstrategien flexibler Verbraucher können nur von großen Unternehmen mit eigener Handelsabteilung und ggf. eigenem präqualifiziertem Kraftwerkspark umgesetzt werden. Die Firma ENERSTORAGE konzipiert, finanziert und vermarktet Power-to-Heat Anlagen im Industrieformat und erschließt dadurch für Industriestandorte sofort nachhaltige Erlöse aus der für die Energiewende dringend benötigten Regelleistung.

Die jährliche KWK-Stromerzeugung der industriellen Kraftwirtschaft liegt bei 30 TWh und die KWK-Wärmeerzeugung bei 84 TWh. Bei 5.000 Volllastbetriebsstunden ergibt sich eine thermische Leistung von 16,8 GW, die grundsätzlich mit E-Kesseln bereitgestellt werden könnte. Wenn Wärmespeicher zur Flexibilisierung eingesetzt werden, sollte damit mindestens ein Zeitraum von 1 h überbrückt werden können, so dass in der industriellen Kraftwirtschaft eine KWK-gekoppelte thermische Speicherkapazität von 16,8 GWh möglich erscheint.

4.2.3 Anwendungsfall 3: Flexibilität elektrothermischer Verfahren in der Metallindustrie

Die TRIMET AG hat eine Modifikation von Aluminium-Elektrolysezellen vorgeschlagen. Dafür sollen diese so umgebaut werden, dass die Elektrolyseleistung über mehrere Stunden jeweils um 25% gesteigert oder auch gedrosselt werden kann. Die Elektrolysezellen arbeiten auf diese Weise als „funktionale“ Energiespeicher. Die Aluminium-Hütten der TRIMET AG könnten mit diesem Verfahren zukünftig eine Leistung von etwa ± 130 MW über 24 h erbringen. Da in den vergangenen 15 Jahren die inländische Produktion von Primäraluminium auf 400 kt gesunken und der Import im Gegenzug auf 1,7–1,8 Mio. Tonnen p.a. angestiegen ist, würde sich bei einer Wiederansiedlung von Primäraluminiumhütten in Deutschland ein beachtliches DSM-Potenzial ergeben.

Die Lechwerke AG (LEW) in Augsburg und der Carbon-Hersteller SGL Group bieten über ein Lastmanagement von Industrieanlagen Regelenergie (MRL) an. SGL produziert im Werk Meitingen mit 1.300 Mitarbeitern unter anderem auf mehreren Ofenlinien (je 5–8 MW) Graphitelektroden vorwiegend für Elektrolichtbogenöfen. Das Produktionsvolumen für Graphitelektroden bei SGL beträgt 170 kt. Dabei kommen Elektroöfen mit Temperaturen von bis zu 3.000 °C zum Einsatz. Das Aufheizen der Öfen dauert

zwischen einem halben Tag und einer Woche und ist flexibel steuerbar. LEW nutzt diese Flexibilität zum Lastmanagement und bietet die Strommengen im täglichen Handel in Form von Minutenregelleistung an. Dafür wurde die vom Übertragungsnetzbetreiber vorgeschriebene Präqualifikation durchlaufen und die steuerungstechnische Ausrüstung erweitert.

In Deutschland wird rd. 1/3 des Rohstahls durch das Recycling von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen erzeugt. Auch im klassischen Hochofenprozess kann als Reduktionsmittel neben Koks bis zu einem gewissen Anteil bspw. auch Erdgas eingesetzt werden. Im Gegensatz dazu wird bei Gasreduktionsverfahren ausschließlich Erdgas oder ein noch stärker Wasserstoff-haltiges Gasgemisch eingesetzt. Der bei der Direktreduktion entstehende Eisenschwamm wird anschließend im Elektrolichtbogenofen zu Stahl weiterverarbeitet. Das Verfahren eignet sich heute für Länder mit ohne nennenswerte Kohle-, aber günstigen Erdgasvorkommen. Eine Anlage arbeitet bspw. in Hadeed (Saudi-Arabien). Zukünftig ist denkbar, dass Gasgemische aus Biogas und Elektrolyse-Wasserstoff eingesetzt werden, so dass die Stahlerzeugung weitgehend strombasiert und CO₂-neutral erfolgen könnte (Blesl 2013).

4.2.4 Zwischenfazit: Potenziale der industriellen Elektroprozesswärme bis 2050

Für die Stahlproduktion im Jahr 2050 wird angenommen, dass 60% als Elektrostahl und 40% durch Elektrolyse erzeugt werden. Für Aluminium ist nur eine geringfügige Verbesserung der heutigen Verfahren bis 2050 anzunehmen. Die Recyclingquote für Aluminium, Zink und Kupfer im Jahr 2050 wird mit 90% angesetzt. Da geschmolzenes Glas elektrisch leitend wird, kann der elektrische Energieeinsatz bei der Glasherstellung mittels sog. Booster deutlich erhöht werden. Für die Produktion von Ammoniak wird der erforderliche Wasserstoff elektrolytisch erzeugt. Der Prozessdampf für die Papierherstellung wird elektrisch erzeugt. Niedertemperaturwärme bspw. für die Textil- und Lebensmittelindustrie wird weitgehend mittels Wärmepumpen bereitgestellt. In Tabelle 4-14 sind die Ergebnisse der Analyse zusammenfassend dargestellt [Blesl 2015].

Tabelle 4-14: Prozesswärmeeinsatz in der Industrie 2012 sowie Potenziale der elektrischen Prozesswärmebereitstellung für die Jahre 2012 und 2050

Branche / Prozess	Endenergie 2012		Potenzial 2012		E-Kessel / E-Alternative	Potenzial 2050		
	Brennstoffe	Strom	DSM	WP bis 100°C		DSM	WP bis 140°C	E-Option (incl. WP)
	[PJ]	[PJ]	[MWe]	[PJ]		[MWe]	[PJ]	[PJ]
Chlor	11,3	42,2	1.050	0,0	11,3	2.500	0,0	37,96
Ammoniak	54	0,0	0	0,0	28,2	3.000	0,0	84,73
Glas	35,6	1,2	0	0,0	0,0	500	0,0	16,5
Stahl	461,2	27,7	1.500	0,0	0,0	3.500	0,0	286,9
Primär-Aluminium	0,5	26,1	1.000	0,0	0,0	500	0,0	15,68
Primär-Kupfer	1,4	0,7	0	0,0	0,0	250	0,0	0,2
Primär Zink	0,0	2,2	0	0,0	0,0	100	0,0	0,8
Sekundäraluminium	3,3	0,0	0	0,0	0,0	1000	0,0	2,04
Sekundärkupfer	1,2	0,3	150	0,0	0,0	150	0,0	1,27
Lebensmittel	77,5	7,6	0	60,6	69,8	0	57,2	59,3
Druckereien	10,0	0,0	0	7,0	9,0	0	0,0	6,3
Textilindustrie	45,0	0,2	250	10,8	40,5	250	11,9	24,3
Fahrzeugbau	289,4	2,3	2.000	52,5	217,1	2.000	52,5	151,9
Gießereien	46,4	0,3	2.500	0,0	40,4	2.500	0,0	10,7
Kunststoffverarb. Industrie	53,0	11,5	400	24,2	46,1	400	14,0	40,1
Futtermittelindustrie	0,0	8,9	0	2,2	0,0	0	2,2	8,9
Papier	164,9	0,0	0	150,7	140,2	0	0,0	115,4
Sonstige Branchen	287,4	16,0	0	38,8	0,0	0	116,3	116,3
Summe	1.530,8	147,2	8.850	346,8	602,6	16.650	254,1	979,3

4.3 Fernwärme

Fernwärme wird durch Wärmeerzeugungsanlagen bereitgestellt und über Rohrleitungssysteme zum Endverbraucher transportiert. In Deutschland wird heute die Wärme überwiegend in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) erzeugt. Diese werden bei Bedarf mit Spitzenlastkesseln ergänzt, um den Wärmebedarf bei Bedarfsspitzen abdecken zu können. Ein geringerer Anteil des Wärmebedarfs wird auch aus reinen Heizwerken (ohne gekoppelte Stromerzeugung) bereitgestellt. Die vorgenannten Systeme werden alle mit fossilen Brennstoffen betrieben. In Dänemark wird ein Teil des Bedarfs bereits durch elektrische Wärmepumpen und Elektrokesseln abgedeckt. Im Folgenden werden die Potenziale der elektrischen Wärmeerzeugung (PtH) im Bereich der Fernwärmeversorgung in Deutschland analysiert und die Kernkomponenten von Fernwärmeerzeugungsanlagen beschrieben.

4.3.1 Fernwärmepotenziale

Tabelle 415 fasst die öffentlichen Fernwärmenetze in Deutschland zusammen. Insgesamt sind etwa 240 Unternehmen an der Bereitstellung von Fernwärme beteiligt. Diese wird über knapp 20.000 km Netz verteilt (AGFW 2006).

Tabelle 4-15: Kennwerte für die öffentliche Fernwärme in Deutschland (Stand 2005)

	Einheit	Beschreibung
Unternehmen	[-]	240
Netzlänge	[km]	19.284
Hausübergabestationen	[Zahl]	324.531
Anteil KWK (Wärmemenge)	[%]	83
Anteil Heizwerke	[%]	16
Anteil Abwärmenutzung	[%]	1

Im Jahr 2012 betrug der Anteil von Fernwärme rund 8,9% des gesamten Endenergiebedarfs im Wärmesektor (1.378 TWh_{th}). Theoretisch stehen somit rund 122 TWh_{th} bei voller Substitution der Wärmemengen zur Verfügung. Diese Wärmemenge verteilt sich auf die verschiedenen Sektoren wie folgt: Haushalte 39,3%, Industrie 38,5% und im Bereich Gewerbe Handel und Dienstleistungen 22,2% (AGEB 2012). Jedoch muss auch der saisonale Verlauf der Fernwärmeerzeugung beachtet werden. In der Zeit von April bis Oktober werden weniger als 20% der Jahreshöchstlast bereitgestellt.

Heizkraftwerke erzeugen sowohl Wärme als auch elektrische Energie. Sie funktionieren nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und enthalten Dampfturbinen und Gasturbinen in verschiedenen Ausführungen. (AGFW 2011) Insgesamt stellen sie mit 83% den Großteil der Fernwärme in Deutschland bereit. Den verbleibenden Rest übernehmen reine Heizwerke, in denen die eingesetzte Energie ausschließlich in Wärme umgewandelt wird. Als Brennstoffe kommen Heizöl, Erdgas, Biogase, Klärgas, Flüssiggas, Kokereigas, Deponiegas, Diesel oder Kombinationen der genannten Brennstoffe zum Einsatz. Die von den Erzeugungsanlagen bereitgestellte Wärme wird über Rohrleitungssysteme zum Endverbraucher transportiert.

4.3.2 Betrieb von Fernwärmenetzen und Netzaufbau

Eine umfassende Darstellung der Planungsgrundsätze für Fernwärmesysteme ist in (Scholz 2013) enthalten. Wärmenetze müssen aufgrund der lokalen Auslegung und Optimierung als funktionale Einheit von Erzeugung, Netz und Kunde betrachtet werden. Im rechtlichen Sinn besteht kein Unterschied zwischen Fern- und Nahwärmenetzen. Als Trägermedium für die Wärmeenergie dient flüssiges Wasser oder Dampf. Die jeweiligen Verbraucher werden bedarfsgerecht mit Wärmeenergie versorgt. Nach Ent-

nahme der Wärmeenergie wird das Wasser über den Rücklauf zurück zur Wärmeerzeugungsanlage geführt. Es handelt sich um einen geschlossenen Kreislauf. Übliche Vorlauftemperaturen in Fernwärmenetzen liegen bei ca. 90–130 °C, die Rücklauftemperaturen bei ca. 80–90 °C. Die druckseitige Auslegung der Netze liegt bei PN 10 bis PN 40. Beim Betrieb von Wärmenetzen treten Verluste durch Wärmeleitung, Leckagen und Druckverluste auf. Die Wärmeverluste sind von der Temperaturdifferenz von Medium- und Außentemperatur abhängig. Eine Temperaturabsenkung zur Verminderung von Wärmeverlusten ist in gewissen Grenzen sinnvoll, aber durch vorgegebene Mindesttemperaturen angeschlossener Verbraucher begrenzt.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes sind heute die zu erwartende Wärmeabnahmedichte und die ggf. zu erwartende Aufheizzeit. Als grober Richtwert für die Mindestwärmeabnahmedichte gilt ein Wert von ~150 MWh/ha·a. Die Wärmeabnahmedichte kann über das Baualter entweder anhand von siedlungs- oder gebäudebezogenen Kennzahlen abgeschätzt werden. Anhand der baugeschichtlichen Entwicklung lassen sich typische Siedlungs- bzw. Gebäudestrukturen mit den jeweils wärmetechnischen Kennzahlen ableiten. Daneben gibt es entsprechende Kennwerte auch für zahlreiche gewerblich genutzte Nichtwohngebäude, wenn dafür nicht ohnehin Verbrauchsdaten vorliegen.

In der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Fernwärmeversorgung (AVBFernwärmeV) wird der Rahmen für Geschäftsbedingungen festgelegt, die energiewirtschaftliche, technische, rechtliche und verbraucherpolitische Ziele berücksichtigen. Um eine Mindestanschlussdichte und damit eine gewisse Planungssicherheit für Investoren zu schaffen, stehen den Gemeinden verschiedene Mittel zur Verfügung. Bereits die Bauleitplanung legt den Rahmen für die Flächeninanspruchnahme bzw. die Schaffung kompakter Siedlungseinheiten mit ggf. hoher Wärmeabnahmedichte fest. Nach aktueller Rechtslage sind in Bebauungsplänen keine Festsetzungen zum Einbau technischer Anlagen oder eine Festlegung bestimmter Energiestandards möglich. Auf Basis der Gemeindeordnung kann die Gemeinde eine gemeindliche Satzung mit Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärmesysteme im Neubau oder Sanierungsgebiet beschließen. Gemeindeeigene Grundstücke können durch privatrechtliche Verträge mit entsprechenden Dienstbarkeiten versehen werden. Daneben kann im Bebauungsplan ein Verbrennungsverbot festgelegt werden, was die Auswahl möglicher Versorgungsvarianten sehr einschränkt. Alle Varianten sind nicht rückwirkend möglich, so dass eine nachträgliche Fernwärmeerschließung von Bestandsgebäuden (mit bereits vorhandener Wärmeversorgung) schwierig ist. Für die (Fern)Wärmeversorgung ist auch die Wärmegesetzgebung (EEWärmeG und EWärmeG) maßgeblich, die erneuerbare Anteile in der Wärmeversorgung vorschreiben. Fernwärme kann unter bestimmten Voraussetzungen als regenerative Ersatzmaßnahme gelten.

Die Netztopologie der Fernwärme reicht – wie auch bei Strom- und Gasnetzen – von einfachen Strahlennetzen über Ringnetze bis hin zu vermaschten Netzen. Beim Netzbau kann grob zwischen oberirdisch und erdverlegten Rohrleitungen unterschieden werden. Hydraulische Strömungen in Rohrleitungen sind mit Druckverlusten verbunden. In ausgedehnten Fernwärmenetzen sind auch geographische Höhenunterschiede bei der Pumpen- und Druckauslegung zu berücksichtigen. Ein direkter Anschluss der Hausheizung an die Wärmeversorgungsleitungen ist nur möglich, wenn das Rohrleitungssystem im Gebäude auf den Druck im Fernwärmesystem ausgelegt ist. Ausschlaggebend für den Betriebsdruck in einem Fernwärmesystem ist zudem der Aggregatzustand des Arbeitsmediums (Dampf- oder Heißwassernetze).

Kernkomponenten von Fernwärmeerzeugungsanlagen

Bei der Versorgung eines Fernwärmenetzes mit einem einzigen Werk wird in der Regel eine KWK-Anlage mit einem Spitzenlastkessel kombiniert. Weiterhin finden sich meist Wärmespeicher, die Nachfrage- bzw. Erzeugungsspitzen abfangen. Spitzenlastkessel erzeugen nur Wärme, wenn der Wärmebedarf durch die KWK-Anlage und den Wärmespeicher nicht gedeckt werden kann. Ein ausgedehntes Fernwärmenetz kann mehrere Heizwerke oder Heizkraftwerke (KWK-Anlagen) enthalten, die das Versorgungsgebiet gemeinsam versorgen. In diesen Fernwärmenetzen werden ggf. auch Fernwärmespeicher direkt an das Fernwärmenetz gekoppelt. Fernwärmespeicher ermöglichen, die erzeugte Wärme über einen druckbehafteten Wärmespeicher bedarfsgerecht in das Fernwärmenetz einzuspeisen. (Riegebauer 2012, Volkmann 2012)

Heizwerke dienen ausschließlich der Erzeugung von Wärmeenergie. In Heizkesseln wird Wärme für die Warmwasserversorgung, Raumbeheizung und industrielle Prozesse erzeugt. Die Wärme wird über Fernwärme- oder Nahwärmenetze zu den Verbrauchern geführt. Die Fernwärmeauskopplung aus Heizkraftwerken kann wärmegeführt erfolgen. Heizwerke in Fernwärmesystemen können auch als Spitzenlastkessel fungieren und dienen damit der Ergänzung von KWK-Anlagen.

Heizkraftwerke bzw. Kraft-Wärme Kopplungsanlagen nutzen einen Teil der Wärme, die bei der Erzeugung elektrischer Energie anfällt, um elektrische Energie, Prozessdampf und/oder Fernwärme zu erzeugen. I.d.R. wird dabei jedoch für die Wärmeauskopplung dem Kraftwerksprozess mehr Wärme auf einem höheren Temperaturniveau entzogen, als in Form von Abwärme bei einem effizienten Kraftwerk anfallen würde. Der elektrische Wirkungsgrad des HKW verringert sich dadurch entsprechend. Das Funktionsprinzip, die Fahrweise und die Flexibilisierung von KWK-Anlagen in Kombination mit Power-to-Heat-Technologien sind in Kapitel 5.2.1 im Detail beschrieben.

Wärmespeicher werden zunehmend in Fernwärmesystemen eingebunden, um den Betrieb der HKW zu optimieren. Als Speichermedium dient zumeist Wasser, das die Wärme als sensible Wärme speichert. Es wird zwischen druckbehafteten und mit atmosphärischen bzw. druckfreien Speichern unterschieden. Die maximale Speichertemperatur druckfreier Speicher liegt mit 95–99 °C nahe der Siedetemperatur von Wasser. Werden höhere Vorlauftemperaturen benötigt, muss das Speicherwasser vor der Einspeisung in das Fernwärmenetz vorgeheizt werden. Druckbehaftete Speicher ermöglichen die direkte Bereitstellung von Wasser bei Temperaturen bis 130 °C. Sie erfordern höhere Investitionen als drucklose Speicher, besitzen jedoch eine um 30–40% höhere Speicherkapazität (PROGNOS 2011). In der Praxis haben Wärmespeicher eine Reihe von Vorteilen für den Betrieb von KWK-Anlagen:

- Spitzenlastkessel können verkleinert oder Einsatzzeiten reduziert werden
- Reduzierung der Takthäufigkeit von Wärmeerzeugern
- Stromorientierter Anlagenbetrieb kann verlängert werden
- Erhöhung der Versorgungssicherheit
- Einsatz als Integrationsoption für erneuerbare Energien
- Höhere Flexibilität erleichtert die Teilnahme am Regelenergiemarkt
- Einsparung von Brennstoff und CO₂-Emissionen durch optimierten Anlagenbetrieb

Neben einem klassischen Wärmespeicher kann das Fernwärmenetz selbst als Speicher fungieren. Jedoch bestehen thermische Restriktionen, da eine Erhöhung der Temperaturen negative Auswirkungen auf die Gesamteffizienz von Fernwärmenetzen haben kann (ASUE 2003). Spezielle Schaltungen und geregelte Abnahmestationen sind Voraussetzungen für die Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher. In der Praxis wird bei Anlagen mit fester Stromkennzahl (starres Verhältnis von Strom und Wärmeproduktion) beim Abfangen von Strombedarfsspitzen durch Ausweitung des Betriebes die Vorlauftemperatur des Netzes zeitweise erhöht. Auch eine Erhöhung der Rücklauftemperatur ist möglich. Es gibt eine Vielzahl von Schaltungsmöglichkeiten, sodass eine pauschale Aussage über das Speichervermögen des Fernwärmenetzes nicht getroffen werden kann.

Wie bereits eingangs gezeigt, besteht in der Fernwärme ein theoretisches Potenzial von 122 TWh zur Substitution durch Elektrowärme. Welche Energiemenge tatsächlich substituiert werden kann, hängt von zahlreichen

Parametern und deren Wechselwirkungen ab. Erst eine Simulation der kostenoptimalen Struktur des Energiesystems kann dazu Aussagen treffen.

4.3.3 Zwischenfazit: Potenziale von Power-to-Heat im Bereich Fernwärme

Im Bereich Fernwärme bestehen große technische Potenziale für den Ersatz fossiler Brennstoffe durch den Einsatz von Power-to-Heat-Systemen. Für die Wärmeerzeugung bieten sich hier aufgrund ihrer hohen Effizienz insbesondere elektrische Großwärmepumpen an. Elektrokessel eignen sich aufgrund relativ geringer Investitionskosten als Spitzenlastkessel, die insbesondere kurzzeitige Überschüsse aus volatilen erneuerbaren Energien (Sonne und Wind) aufnehmen können. Dabei kommt der inhärenten Speicherfunktion der Fernwärmenetze aber auch der Wärmespeicherung in separaten Speichern eine besondere Bedeutung zu. HKW und BHKW können die Wärme- und Stromerzeugung in idealer Weise ergänzen, indem sie die Versorgung zu Zeiten mit geringem Dargebot aus erneuerbaren Energien übernehmen.

4.4 Literatur zu Kapitel 4

zu Kapitel 4.1

BDEW 2014

BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014, Haushalte und Industrie, Berlin, 20. Juni 2014“

BMWi 2014

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Zahlen und Fakten Energiedaten, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>, Stand: 23.06.2014

Dickert 2011

Dickert, J., Schegner, P.; A Time Series Probabilistic Synthetic Load Curve Model for Residential Customers, IEEE Trondheim PowerTech, 2011

Zensus 2011

Statische Ämter des Bundes und der Länder; Zensus 2011, <https://www.zensus2011.de>, 2014

Perschke 2011

Perschke, A; Gebäude- und Anlagensimulation – Ein „Dresdner Modell“, gi –Gesundheitsingenieur – Fachzeitschrift für Bauphysik sowie Haus- und Umweltechnik 131 Nr.4, 2010

Richter 2010 Richter, W.; Meinzenbach, A., Knorr, M.; LowEx-Fernwärme – Multilevel District Heating, Teilthema 3: Einfluss sinkender Vorlauftemperaturen auf die Gebäudetechnik, Abschlussbericht, TU Dresden, 2010

Seifert 2009

Seifert, J.; Ein Beitrag zur Einschätzung der energetischen und exergetischen Einsparpotentiale von Regelverfahren in der Heizungstechnik, Habilitationsschrift, TUDpress Verlag Dresden, 2009

zu Kapitel 4.2

Nacke, Baake 2014

Nacke, B., Baake, E.; Induktives Erwärmen – Wärmen, Härten, Glühen, Löten, Schweißen, Vulkan Verlag, Essen, 2014

Bührer et al. 2009

Bührer, C., Hagemann, H., Kellers, J., Ostermeyer, B., Witte, W.; Effiziente magnetische Blockerwärmung mit Gleichstrom, elektrowärme international (EWI) 1/2009, S. 19–23, zitiert in Beneke, Schalm (2011)

Mönch 2012

Mönch, D.; Reduktion des Energieverbrauchs und der energiebedingten CO₂-Emissionen bei der Herstellung von Malz durch den Einsatz einer Großwärmepumpe in Verbindung mit einem Blockheizkraftwerk – Demonstrationsvorhaben; Abschlussbericht, gefördert von der DBU unter AZ 26766, Juli 2012

Hinsberger 2014

Hinsberger, K.; Modernisierung Heizkraftwerk – Errichtung einer Gasturbine mit Abhitzeessel, Vortrag beim GREES-Kolloquium, Universität Stuttgart, 17.04.2014

PARAT 2014

<http://parat.no/de/nachrichten/parat-erhaelt-grossauftraege-fuer-die-elektrodenkessel-in-deutschland/>, online-Zugriff am 24.10.2014

TRIMET 2013

Geschäftsbericht 2012/13, Trimet Aluminium SE, Ort, 2013

Blesl 2013

Blesl, M., Kessler, A.; Energieeffizienz in der Industrie, Springer, 2013

Blesl 2015

Blesl, M., Brunke, J.-C., Kessler, A.; Strom im Wärmemarkt – Optionen und Einflussfaktoren im Hinblick auf die Erreichung energiepolitischer Ziele, 9. IEWT, 09.–11.02.2015, Wien (A)

zu Kapitel 4.3

AGFW (2006)

Branchenreport, 2006, Arbeitsgemeinschaft für Wärme- und Heizkraftwirtschaft.

AGEB (2013)

Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2012, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2013

AGFW (2011)

AGFW-Hauptbericht 2010, Arbeitsgemeinschaft für Wärme- und Heizkraftwirtschaft, <https://www.agfw.de>. [Zugriff am 20.12.2013]

Riegebauer (2012)

Riegebauer, P.; Volkmann, L.; Oesterwind, D.; Industrielle Anwendungen der Hybridisierung, Zentrum für Innovative Energiesysteme, Düsseldorf, 2012

Volkmann (2012)

Volkmann, L.; Simulation hybrider Wärmeerzeugung im Haushalt,“ 2012.

PROGNOS (2011)

N.N.; Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien, online verfügbar unter: http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/2011-12-19_Kurzstudie_Waermespeicher_Prognos.pdf. [Zugriff am 20.12.2013]

ASUE (2003)

N.N.; Optimierung von Wärmenetzen bei KWK-Anlagen, 2003, online verfügbar unter: http://asue.de/themen/gasturbinen/broschueren/optimierung_von_waermenetzen_bei_kwk_anlagen.html. [Zugriff am 23.07.2012]

Scholz (2013)

G. Scholz; Heisswasser- und Hochdruckdampfanlagen – Planungshandbuch für Industrie- und Fernwärmeversorgung, Springer Vieweg, Berlin Heidelberg, 2013

Pels-Leusden (2013)

Ch. Pels Leusden, S. Köhler; Provision of balancing power and storage capacity by flexible CHP systems,“ Proceedings 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), November 18–20, 2013, Berlin, paper 0098

Köhler (2014)

S. Köhler, Ch. Pels-Leusden; Potenzialanalyse flexibilisierter KWK-Anlagen; Proceedings Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden, 2014

5 Wechselwirkungen

Das langfristige Ziel einer CO₂-Reduktion um 80% bis zum Jahr 2050 wird bei der konsequenten Umsetzung der Energiewende im Vordergrund stehen und vielfältige Rückwirkungen haben. Für die Zielerreichung muss die Verwendung fossiler Energieträger drastisch reduziert und diese in allen Anwendungsbereichen größtenteils durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Darüber hinaus sind alle Prozesse von der Stromerzeugung bis zur Anwendung möglichst effizient zu gestalten, um den Bedarf für den Ausbau der erneuerbaren Energien in ökonomisch und ökologisch vertretbaren Grenzen zu halten. Die damit verbundene Transformation wird Auswirkungen auf den gesamten Energiesektor und die damit in Zusammenhang stehenden Infrastrukturen haben.

5.1 Herausforderungen

Zukünftige Marktanteile im Strom- und Wärmemarkt werden durch energetische, technische, wirtschaftliche und rechtliche Randbedingungen bestimmt, aus denen sich ein Geflecht gegenseitiger Wechselwirkungen ergibt.

Der zukünftige Marktanteil verschiedener Anbieter im Strom- und Wärmemarkt ist abhängig von der Entwicklung einer Vielzahl von Einflussfaktoren, die in unterschiedlicher Weise auf das Angebot, die Preise und die Gewinnmargen einwirken. Daraus resultiert ein dichtes Geflecht komplexer Wechselwirkungen, wodurch seriöse Prognosen über die weitere Marktentwicklung im Strom- und Wärmemarkt sehr schwierig werden. Abbildung 5-1 illustriert wesentliche Einflussfaktoren für zentrale Technologien, die für den Wärmemarkt relevant sind. Hinzu kommen zusätzliche Marktteilnehmer im Strommarkt, die hier zum Zwecke der Übersichtlichkeit nicht gezeigt werden.

Im Vordergrund steht hierbei die politische Forderung einer Reduzierung der THG-Emissionen um 80%. Mögliche Wechselwirkungen zwischen Wärme- und Strommarkt resultieren aus den Mengen und Charakteristiken der unter diesen Randbedingungen noch einsetzbaren fossilen Primärenergieträger, technologischen Optionen der Energiewandlung, Restriktionen bzw. Kosten für die Energieverteilung und -speicherung, sowie den Einflussfaktoren des Marktes. Hinzu kommen die rechtlichen Rahmenbedingungen, aus denen sich Steuern und Abgaben sowie Marktregeln ableiten. Die Pfeile in der Abbildung 5-1 zeigen jeweils die Richtung der Energieflüsse an. Wechselwirkungen können sich grundsätzlich aus allen dargestellten Aspekten ergeben. So werden z. B. veränderte Gesamtkosten eines Marktteilnehmers (hervorgerufen durch Technologie, Verteilung, Primärenergie,

Abgaben oder weiteren Themen) sich auf den Marktanteil und damit auf alle anderen Marktteilnehmer auswirken.

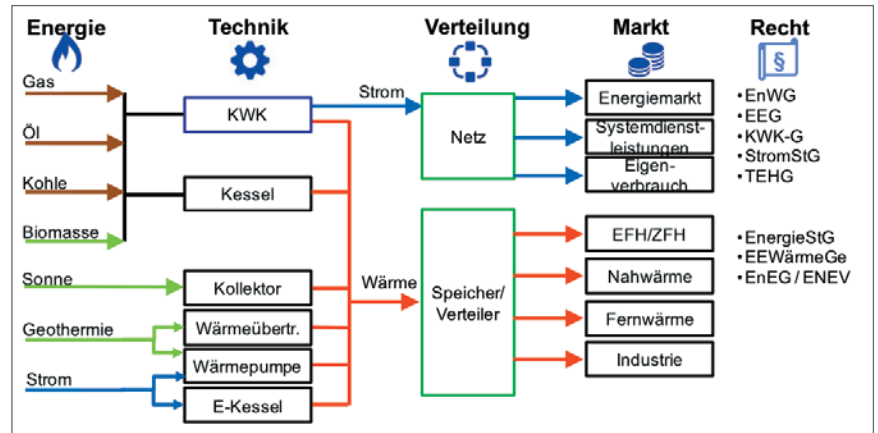


Abbildung 5-1: Mögliche Wechselwirkungen Strom im Wärmemarkt

Märkte

Auf den Märkten beeinflussen Angebot und Nachfrage sowie Steuern und Abgaben den Preis. Zusätzlich besteht die Anforderung der Versorgungssicherheit, damit Strom- und Wärmekunden durchgehend zuverlässig versorgt werden. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien wird es zu höheren Schwankungen im Angebot kommen. Dadurch ist zu erwarten, dass Residuallasten, Laständerungsgeschwindigkeiten und der Umfang von Systemdienstleistungen zunehmen werden. Dies wird sich auf verschiedene Strommärkte auswirken. Zudem lässt eine stärkere Verflechtung von Strom- und Wärmemarkt auch steigende Rückwirkungen eines Marktes auf den jeweils anderen Markt erwarten.

Klimafreundlich erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengasanlagen genießt heute Vorrang bei der Einspeisung ins Stromnetz. Somit wird die Last zunächst durch diese erneuerbaren Energien gedeckt und die übrigen Erzeuger liefern nur noch die verbleibende Residuallast. Es ist damit zu rechnen, dass auch die erneuerbaren Energien nach Auslaufen der EEG-Vergütung auf den verschiedenen Strommärkten zu variierenden Konditionen anbieten werden.

Verteilung und Speicherung

Der Wärmesektor ist hinsichtlich der Verteilung und Speicherung aufgrund der geringen örtlichen Ausdehnung von Wärmenetzen grundsätzlich anders charakterisiert als der Stromsektor. Ein Großteil der Wärme wird dezentral erzeugt und verbraucht (Inselnetz). Bei Wärmeverteilungsnetzen ist von sinkenden Bedarfen der heutigen Verbraucher auszugehen (energetische Sanierung). Gleichzeitig stellt sich die Frage, zu welchen Kosten zusätzliche Verbraucher an ein Nah- oder Fernwärmeverteilungsnetz angebunden werden können. Wärmespeicher können dazu beitragen, das Angebot an

Strom aus erneuerbaren Quellen zu vergleichmäßigen und stehen dabei teilweise im Wettbewerb mit Stromspeichern.

Im Stromsektor ist die Situation deutlich vielschichtiger und übersteigt den Umfang dieser Studie. Einige Aspekte sind in Kapitel 5.3 detailliert diskutiert. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass im Stromnetz aufgrund der sich verändernden Erzeugungsstruktur, sowohl bei der Verteilung als auch bei der Übertragung über große Distanzen in den nächsten Jahren Veränderungen zu erwarten sind, die die Marktentwicklung im Strom und ggf. im Wärmemarkt signifikant beeinflussen werden. Gleiches gilt für die Entwicklung der Speicherkapazitäten im Stromsektor, die derzeit mit vielen Technologieoptionen umfassend diskutiert wird, z.B. (VDE 2015).

Durch regional stark unterschiedliche Einspeisung von EE-Strom kommt es bereits heute an vereinzelt Stellen zu Überlastungen. Gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) § 11 sind daher Netzbetreiber dazu berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas abzuregeln (sog. EEG-Einspeisemanagement). Die damit verbundene Ausfallarbeit aufgrund von Einspeisemanagement nach § 11 EEG stieg im Zeitraum 2009 bis 2013 von knapp 74 GWh auf das mehr als Siebenfache (555GWh). Bezogen auf insgesamt etwa 65 TWh Stromerzeugung aus PV und Wind in 2013 entspricht dies jedoch weniger als 1%.

Technik

Auch technologische Entwicklungen können die Marktanteile konkurrierender Systeme nachhaltig verschieben. Mögliche Hebel hierzu sind Verbesserungen bei der Kostenstruktur (Investition, Wartung, Betrieb), dem Wirkungsgrad sowie der Flexibilität (Laständerungsgeschwindigkeit, An- und Abfahrverhalten). Einige der eingesetzten Technologien können bereits heute einen hohen Entwicklungsstand vorweisen. Es kann jedoch nicht in allen Bereichen mit signifikanten Verbesserungen in kurzen Zeiträumen gerechnet werden.

Versorgungssicherheit und Systemstabilität

Die notwendige Mindestlast zur Sicherstellung der Systemleistung (sog. Must-Run-Kapazität) verringert die noch vorhandene ‚freie‘ Residuallast. Die Must-Run-Kapazität beträgt in Deutschland heute 20 GW. Es wird erwartet, dass sie bis 2050 auf 8 GW sinkt [Prognos 2013]. Konventionelle, regelbare Kraftwerke (mit fossilen, erneuerbaren oder synthetischen Brennstoffen) können ein Mindestmaß an Leistung erzeugen, um die sichere Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten. Die Möglichkeiten, auch Stromerzeuger auf Basis erneuerbarer Energien hier mit einzubinden werden diskutiert. Alternativ ist auch der Einsatz von Speichern denkbar.

Insbesondere wird es von Bedeutung sein, wie viel regelbare Erzeugungskapazität für eine ausreichende Versorgungssicherheit auch in Zeiten niedriger EE-Einspeisung vorgehalten werden muss. Grundsätzlich kann diese regelbare Erzeugungskapazität mit KWK-Systemen, z. B. durch GuD-Anlagen, bereitgestellt werden, sofern diese entsprechend ausgelegt und an die Wärmenetze angeschlossen werden. Der Anteil fossiler Brennstoffe wird dabei jedoch stark eingeschränkt sein. Unerwünschte Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmemarkt ergeben sich in solchen Fällen besonders dann, wenn der Betrieb einer Anlage nur für einen der beiden Absatzmärkte gewinnbringend ist. Um solche Situationen zu vermeiden, kann eine Entkopplung von Strom- und Wärmebereitstellung vorgesehen werden. Diese kann z. B. durch die Verwendung einer alternativen Rückkühlmöglichkeit für den konventionellen Prozess erreicht werden.

Energie

Es wird erwartet, dass mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor verstärkt Zeiten mit sehr geringen bzw. negativen Börsenpreisen auftreten. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, bei den sich ein Betrieb bei negativen Börsenpreisen kurzzeitig und unter bestimmten Randbedingungen noch rechtfertigen lässt, wird es bei Erzeugungsanlagen auf Basis der fluktuierenden erneuerbaren Energien Sonne und Wind keinen Betrieb bei negativen Börsenpreisen geben, wenn diese Anlagen in die Strommärkte einbezogen werden. Die Umwandlung der elektrischen Energie in Wärme und Nutzung im Wärmemarkt kann durch die Erhöhung der Last helfen, diese Situationen zu entspannen. Zudem würde durch die Verdrängung von fossilen Brennstoffen im Wärmemarkt durch CO₂-frei erzeugten Strom die Gesamtemission an Treibhausgasen sinken. Damit tritt Strom in Konkurrenz zu Solarthermie, Geothermie und Biomasse, die ebenfalls klimafreundliche Wärmeenergie bereitstellen. Ein weiterer Wettbewerber sind Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung, die in beiden Märkten aktiv sind. Biomasse/Biogas ist ein gut speicherbarer Brennstoff und sollte daher überwiegend nur dann eingesetzt werden, wenn nicht genügend Energie aus Sonne und Wind zur Verfügung steht.

Recht und Regulierung

Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen können die Entwicklungen in die eine oder andere Richtung beeinflussen. Während z. B. eine einseitige Belastung des Strompreises mit Steuern und Abgaben die Nutzung von Strom aus dem Netz für die Wärmeerzeugung be- oder verhindert, so wird dadurch andererseits die Eigennutzung von selbst erzeugtem PV-Strom dort begünstigt, wo dies möglich ist.

5.2 Wechselwirkungen Stromerzeugung / Wärmeerzeugung

5.2.1 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Große Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bestehen in der Regel aus KWK-Einheiten, Spitzenlast-Wärmeerzeugern und ggf. kleineren Speichereinheiten zur Vergleichmäßigung der Wärmeerzeugung (s. Abbildung 5-2).

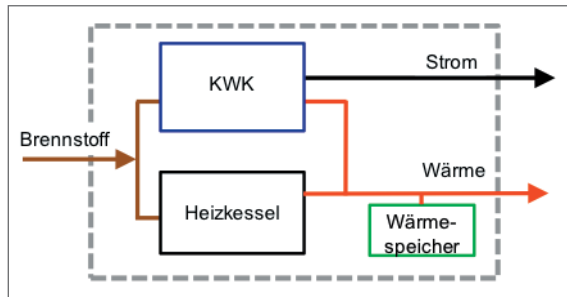


Abbildung 5-2: System Kraft-Wärme-Kopplung

Als KWK-Einheiten werden Blockheizkraftwerke (BHKW), Dampfturbinen als Gegendruck- oder Entnahmekondensationsturbinen (im Gas- und Dampf- oder Kohlekraftwerk) oder Gasturbinen mit Abhitzeessel eingesetzt.

KWK-Einheiten erreichen elektrische Wirkungsgrade von 26% (BHKW) bis 55% (GuD mit Wärmeauskopplung) bzw. zukünftig bis 60% (mit Brennstoffzellen), thermische Wirkungsgrade im Bereich 15% (Großkraftwerke) bis 66% (BHKW) und Brennstoffausnutzungsgrade bis deutlich über 90% (s. Abbildung 5-3). Für die vorliegende Untersuchung wird die Nutzung von Entnahmekondensationsturbinen in Gas- und Dampfkraftwerken unterstellt.

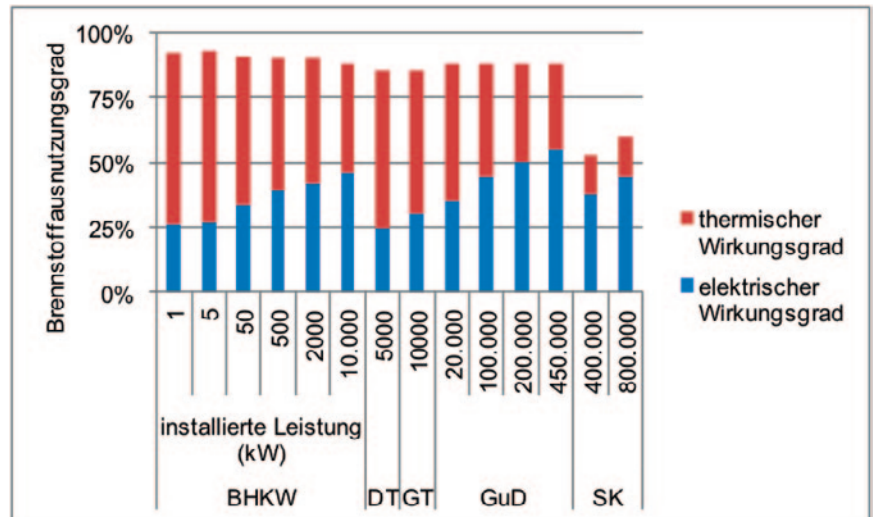


Abbildung 5-3: Typische Wirkungsgrade von KWK-Einheiten [Daten: Prognos 2014].
DT: Dampfturbine, GT: Gasturbine, GuD: Gas- und Dampfkraftwerk, SK: Steinkohle-
heizkraftwerk

KWK-Einheiten werden meist wärmegeführt betrieben und sind bei vorhandenem Wärmebedarf sog. must-run-Anlagen. Ihr Potenzial, trotzdem am Regelleistungsmarkt teilzunehmen oder flexibel auf wechselnde Residuallasten zu reagieren, ist Gegenstand aktueller Diskussionen. Die genannten Einschränkungen ihrer Flexibilität können allerdings durch die Erweiterung der Systeme um elektrische betriebene Wärmeerzeuger, eine großzügigere Dimensionierung des thermischen Speichers oder eine andere Auslegung der vorhandenen Spitzenlast-Wärmeerzeuger deutlich reduziert werden. Im Folgenden wird auch ausgearbeitet, in welcher Art und in welcher Höhe die genannten Maßnahmen zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen beitragen, so dass sich letztlich elektrisch betriebene Wärmeerzeuger und KWK-Einheit ideal ergänzen und sowohl positive als auch negative Residuallast bereitstellen können.

Während heute die KWK-Systeme gegenüber der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung im Bestand (konventionelle Kraftwerke und Brennstoffkessel) gewisse Vorteile in Bezug auf die Brennstoffeffizienz und die THG-Emissionen bieten, verändert sich dieses Bild, wenn effiziente elektrische Wärmepumpen betrachtet werden, insbesondere wenn diese mit Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben werden können (s. Kapitel 5.2.2).

Wirtschaftlichkeit dezentraler KWK gegenüber anderen Systemen

Dezentrale KWK-Anlagen zur Versorgung von Wohnhäusern oder Objekten im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) werden in der Regel mit BHKW im Leistungsbereich bis ca. 1MW (Wohngebäude) bzw. ca. 10 MW (GHD) ausgestattet.

Die kleinste Leistungsklasse mit bis ca. 2,5 kW_{el} kommt in Ein- und Zweifamilienhäusern zum Einsatz. Diese Anlagen sind im Vergleich zu Heizkraftwerken klein und weisen somit vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten auf.

Prognos [Prognos 2014] führte eine Kosten-Nutzen-Analyse von KWK-Anlagen in der Objektversorgung im Vergleich mit anderen Optionen aus heutiger Sicht durch. In diesem Vergleich werden Gaskessel, kleinerer Gaskessel nach erfolgter Wärmedämmung des Gebäudes und Wärmepumpen gegenübergestellt. Prognos kommt dabei zu folgenden Ergebnissen:

- Im EFH und MFH sind Gaskessel derzeit die wirtschaftlichste Option
- BHKW sind in diesem Leistungsbereich nicht wirtschaftlich
- Wärmepumpen eignen in Verbindung mit Niedertemperatur-Heizsystemen im Neubau
- Im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist die KWK-Anlage bei Krankenhäusern und gewissen Gewerbebetrieben dem Gaskessel betriebswirtschaftlich überlegen. Für einen wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen wird ein hoher Wärmebedarf benötigt
Bei Bürogebäuden ist der Gaskessel derzeit die wirtschaftlichste Option

Dezentrale KWK-Anlagen sind demzufolge nur bei größeren Anlagen und für hohe Wärmebedarfe gegenüber den Vergleichssystemen wirtschaftlich konkurrenzfähig. Wärmepumpen leiden derzeit unter den hohen Strompreisen. Da KWK-Anlagen im Leistungsbereich bis 1MW weniger als 5% zur Strom- und Wärmeerzeugung mit KWK beitragen [Prognos 2013], werden diese in der vorliegenden Studie nicht im Einzelnen betrachtet. Vielmehr wird der Fokus auf Anlagen mit größeren Leistungskapazitäten (KWK-Anlagen >100MW_{el}) gelegt. Diese erfordern große Wärmenachfrager, wie sie z. B. in Fernwärmenetzen oder Industrieanlagen vorhanden sind.

Flexibilitätpotenzial von erweiterten KWK-Systemen im Strom- und Wärmemarkt

Wie oben beschrieben stellt Kraftwärme-Kopplung (KWK) ein Bindeglied zwischen Strom- und Wärmemarkt dar und kann daher von beiden Märkten beeinflusst werden. Relevante Leistungskapazitäten werden auch in Zukunft primär in Verbindung mit größeren Wärmeverbrauchern (z. B. Fernwärmenetze, Industrie) installiert sein. Im Folgenden soll dargestellt werden, wie die Dimensionierung von KWK-Systemen mit der Flexibilität bei der Stromerzeugung unter Berücksichtigung wechselnder Wärmenachfrage und -bereitstellung zusammenhängen.

Die Residuallast des Stromsektors ergibt sich aus dem Unterschied zwischen der Last und dem Angebot aus EE-Strom. Sie variiert somit zwischen positiven und negativen Werten. Eine positive Residuallast steht für einen Mangel an EE-Leistung während eine negative Residuallast bei EE-Überschüssen auftritt. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss die Residuallast jederzeit gedeckt werden können. Aus heutiger Sicht kommen dafür neben den hier dargestellten Systemen Beiträge aus konventionellen Kraftwerken, Speichern, Demand-Side-Management, eine Abregelung von EE-Erzeugern und ein Austausch mit benachbarten Bilanzkreisen in Frage. Neben der Frage nach der möglichen Leistung muss in Hinblick auf die Versorgungssicherheit auch untersucht werden, über welchen Zeitraum ein Beitrag stationär erfolgen kann. So kann es z. B. während winterlichen Schwachwindphasen zu längeren Zeiträumen mit hohem Strombedarf kommen. Die ebenfalls relevante Aufgabe der regionalen Verteilung im Stromnetz soll hier nicht adressiert werden.

Die Betrachtung erfolgt analog zum Vorgehen vorangegangener Arbeiten [Pels Leusden, Köhler 2013; Köhler, Pels Leusden 2014] für zwei ausgewählte Systemvarianten basierend auf Abbildung 5-3. Die Abbildung zeigt die Komponenten, mit denen KWK-Einheiten kombiniert werden können, um zu flexiblen Gesamtsystemen für große Wärmeverteilnetze zu gelangen. Bei großen Leistungen wird die KWK-Einheit in der Zukunft primär aus GuD-Kraftwerken mit Entnahme-Kondensationsturbine bestehen. Die weiteren Komponenten sind konventionelle Heizkessel, Wärmepumpen und Elektrokessel sowie Wärmespeicher. Zusätzlich können auch noch solar-thermische Wärmeerzeuger berücksichtigt werden. Aufgrund ihrer Vorrangstellung als EE-Wärmeerzeuger werden diese hier so behandelt, dass ihr Wärmeertrag vom Wärmebedarf der Verteilnetze subtrahiert wird und die folgende Analyse auf Basis des verbleibenden Wärmebedarfs durchgeführt wird.

Alle Berechnungen dieses Unterkapitels basieren auf einem fiktiv gewählten Maximalwert des verbleibenden Wärmebedarfs $\dot{Q}_{\text{Bedarf,max}}$ von 1 GW_{th} . Die Ergebnisse können damit auf größere bzw. kleinere Wärmeverbrauchsnetze skaliert werden. Ergänzend zu diesen Betrachtungen wird in Kapitel 6 eine detaillierte Einsatzsimulation solcher Systeme für ein Betriebsjahr dargestellt.

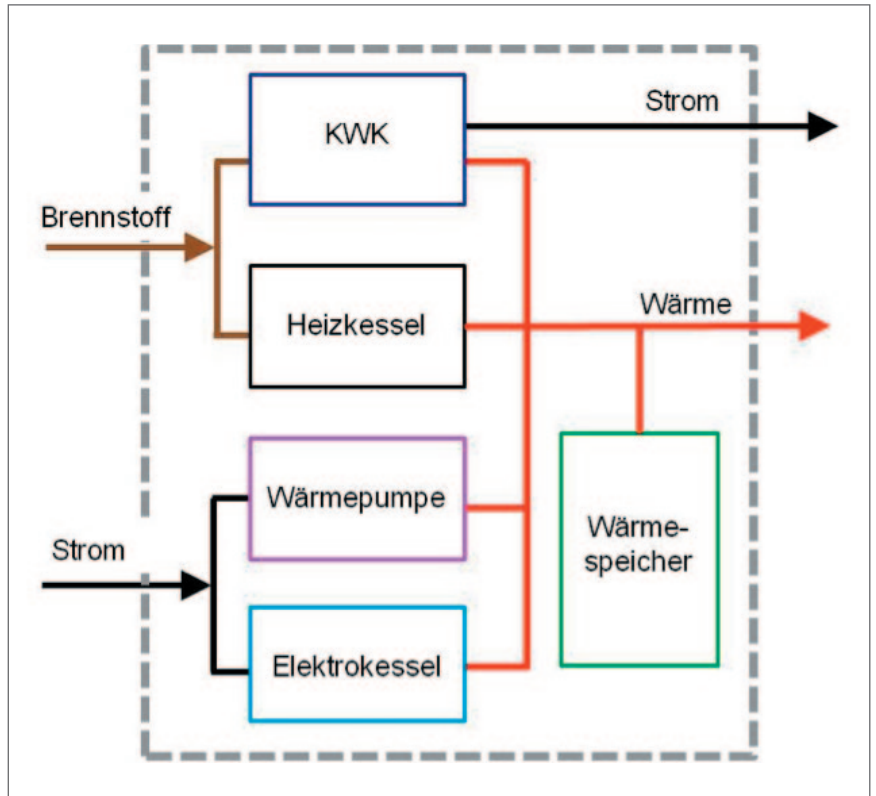


Abbildung 5-4: KWK-System, erweitert um Wärmepumpe / Elektrokessel und Speicher zwecks Flexibilisierung

Die untersuchten Varianten sind wie folgt charakterisiert:

- Variante Wärmepumpe: KWK, Heizkessel, Wärmepumpe und Wärmespeicher (Einsatz in Netzen ohne solar-thermischem Anteil)
- Variante Elektrokessel: KWK, Heizkessel, Elektrokessel, Wärmespeicher (Einsatz in Netzen mit solar-thermischem Anteil)

Die Dimensionierung der Komponenten ergibt sich aus der fiktiven Vorgabe für $\dot{Q}_{\text{Bedarf,max}}$ sowie grundlegenden Annahmen für übliche Komponentenkennzahlen. Diese sind im Einzelnen:

- Elektrischer Wirkungsgrad KWK (GuD-Kraftwerk): 56%
- Stromkennzahl KWK: $\sigma=1,49$
- Stromverlustkennzahl KWK: $\beta=0,15$
- COP der Wärmepumpe: COP=2,5
- Wirkungsgrad des Elektrokessels: 99%

Die installierten Leistungen (je 1 GW Wärmeleistung) sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst. Die Speicherkapazität wird hier zunächst so angenommen, dass 10 Stunden Volllast-Wärmeerzeugung der KWK-Einheiten \dot{Q}_{KWK} im Speicher aufgenommen werden können (charakteristische Speicherzeit $t_s = 10h$). Bei einer so definierten Speicherkapazität ergibt sich eine mittlere Ein- bzw. Ausspeicherleistung \dot{Q}_{stat} aus der Betriebszeit t_{stat} , über die ein stationärer Betrieb des gesamten Subsystems erfolgt. Als stationäre Betriebszeit wird hier zunächst $t_{stat}=8h$ angenommen. Die mittlere Be- und Entladeleistungen \dot{Q}_{stat} hängt vom Zeit-Verhältnis φ der charakteristischen Speicherzeit t_s und der stationären Betriebszeit t_{stat} . Hohe Werte von φ stehen für große Speicher bzw. kurze stationäre Betriebszeiten.

Tabelle 5-1: Parameter für die Modellierung

Parameter	Einheit	Variante Wärmepumpe	Variante Elektrokessel
Installierte elektrische Leistung der KWK-Einheit $P_{el,0}$	MW	263	614
Maximale elektrische Leistung im KWK-Betrieb $P_{el,KWK}$	MW	224	521
Maximale thermische Leistung \dot{Q}_{KWK}	MW	150	350
Maximale thermische Leistung Heizkessel \dot{Q}_K	MW	250	650
Maximale thermische Leistung Wärmepumpe \dot{Q}_{WP}	MW	600	0
Maximale Leistungsaufnahme der Elektrokessel $P_{el,EK}$	MW	0	-150
Maximaler Wärmebedarf $\dot{Q}_{Bedarf,max}$	MW	1.000	1.000
Speicherkapazität Wärmespeicher	MWh	1.500	3.500
Zeitverhältnis φ	-	1,25	1,25

Die Komponenten können zu jedem Zeitpunkt folgende Betriebszustände annehmen:

- KWK: Kondensationsbetrieb (Strom), KWK-Betrieb (Strom und Wärme), kein Betrieb
- Heizkessel: Betrieb/kein Betrieb
- Wärmepumpe: Betrieb/kein Betrieb
- Elektrokessel: Betrieb/kein Betrieb
- Speicher: Einspeichern/Ausspeichern/kein Betrieb

Teillastbetriebszustände bzw. Minimallasten werden nicht betrachtet. Um die möglichen Betriebszustände der jeweiligen Variante zu ermitteln,

werden zunächst sämtliche Kombinationsmöglichkeiten aufgelistet. Aus den daraus folgenden 72 Kombinationsmöglichkeiten werden technisch unrealistische Zustandskombinationen eliminiert. So wird z. B. ein Parallelbetrieb von Elektrokessel und KWK ausgeschlossen, ein Parallelbetrieb von Wärmepumpe und KWK ist dagegen möglich. Die verbleibenden Varianten kennzeichnen das Betriebsspektrum der jeweiligen Variante, das als elektrische Leistung über die thermische Leistung aufgetragen wird (Abbildung 5-4). Im Betrieb muss die abgegebene Wärmeleistung genau die Wärmenachfrage \dot{Q}_{Bedarf} decken. Sie ist somit für jeden Zeitpunkt von außen vorgegeben. Die jeweilige elektrische Leistung kann für das zu dem jeweiligen Zeitpunkt herrschende Marktregime angepasst werden.

Jeder Einzelpunkt in Abbildung 5-5 steht für eine mögliche Zustandskombination der Aggregate. Die eingetragene elektrische und thermische Leistung setzt sich jeweils als Summenwert aus den Leistungen der Einzelkomponenten zusammen. Die thermische Leistung wird von Heizkesseln, KWK-Aggregaten, Wärmepumpen bzw. Elektrokesseln und dem Speicher geliefert. Die elektrische Leistung wird von den KWK-Aggregaten abgegeben (positive Werte) oder von den Wärmepumpen oder Elektrokesseln aufgenommen (negative Werte). Bei einem gleichzeitigen Betrieb von KWK und Wärmepumpe soll der von der KWK erzeugte Strom direkt von der Wärmepumpe genutzt werden. Ein verbleibender Überschuss oder Strombedarf wird in das Stromnetz eingespeist bzw. von dort bezogen. Zwischenwerte im hier aufgezeigten Spektrum aus elektrischer und thermischer Leistung können durch Anlagenmodulation von Einzelanlagen und eine Lastverteilung auf mehrere Anlagen angefahren werden. Der Einfluss der thermischen Speicher zeigt sich dadurch, dass zu einem Betriebspunkt ohne Speichernutzung korrespondierende Punkte für ‚Einspeichern‘ und ‚Auspeichern‘ bestehen.

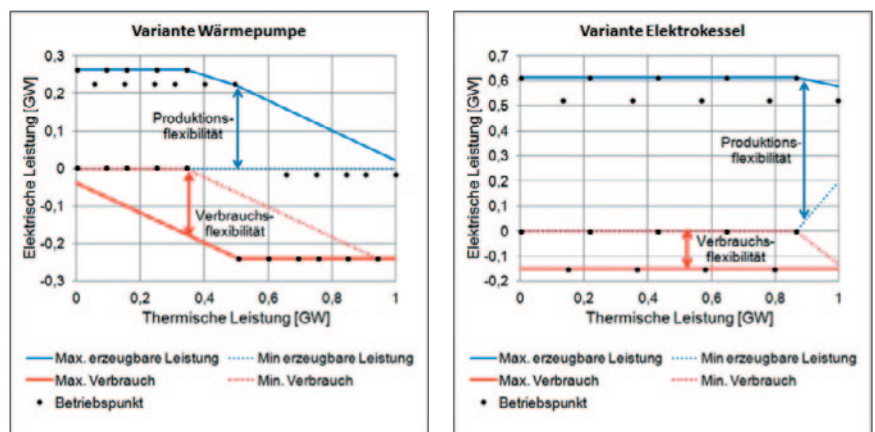


Abbildung 5-5: Leistungs- bzw. Verbrauchsspektrum für Elektroenergie in Abhängigkeit der thermischen Leistung für die Varianten Wärmepumpe und Elektrokessel

Durch die Festlegung von einhüllenden Kurven lässt sich damit für jeden Wärmebedarf eine minimale (gepunktet) und maximale (durchgezogen)

elektrische Leistungsabgabe und -aufnahme aufzeigen (blau: Abgabe; rot: Aufnahme). Die Kurven sind dabei nur bis zum maximale Wärmebedarf von 1 GW_{th} definiert. Mögliche Betriebspunkte mit höherem Wärmeangebot ergeben sich aus der Überdimensionierung der gesamten Wärmeerzeugungskapazität (nur bei Variante Elektrokessel).

Die Fähigkeit des Gesamtsystems bei einem gegebenen Wärmebedarf unterschiedliche elektrische Leistungen bereitzustellen wird im Folgenden als Produktionsflexibilität bezeichnet und kann aus der Differenz der durchgezogenen und gepunkteten blauen Funktion ermittelt werden. Analog wird die sog. Verbrauchsflexibilität als Differenz zwischen maximalem und minimalem Verbrauch definiert. Es ist zu sehen, dass beide Differenzen von der thermischen Leistung abhängen. Da diese aber zeitlich ungleichmäßig verteilt ist, ist es sinnvoll, den Lastgang des thermischen Bedarfs zu berücksichtigen. Damit kann abschließend bewertet werden, ob eingeschränkte Betriebsflexibilität des KWK-Subsystems über lange Perioden eines Jahres vorliegen.

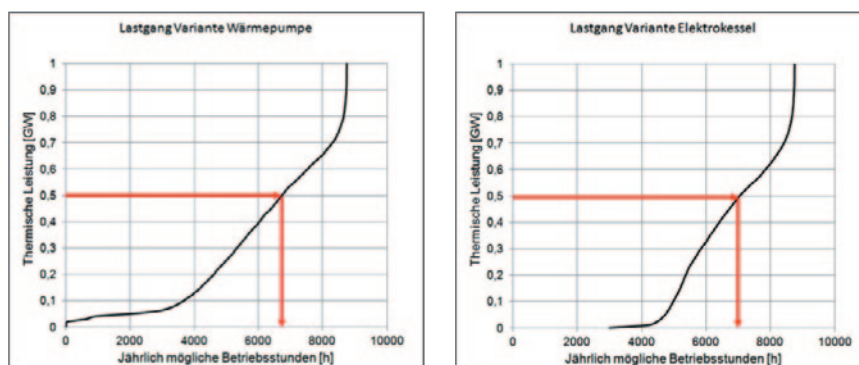


Abbildung 5-6: Lastgänge der Wärmelast für die Varianten Wärmepumpe und Elektrokessel mit solar-thermischer Unterstützung (übernommen aus Kapitel 6)

Abbildung 5-6 zeigt die Lastgänge der Varianten, die aus den Rechnungen des Kapitels 6 übernommen wurden. Deutlich zu sehen ist der Einfluss der Solarthermie in der Variante Elektrokessel, bei der über ca. 3.000h kein Wärmebedarf verbleibt. Aus den Lastgängen kann für jeden Wärmebedarf eine korrespondierende Jahresstundenzahl angegeben werden, in der der Wärmebedarf den jeweiligen Wert nicht überschreitet. Kleine Werte der Jahresstundenzahl repräsentieren damit den Sommerbetrieb, große Werte den Winterbetrieb. Damit ergibt sich eine konvertierte Abszisse für die Auftragung von Produktions- und Verbrauchsflexibilität.

Diese Konvertierung ist in Abbildung 5-7 vorgenommen. In Abhängigkeit vom Wärmebedarf werden hier nun allein die Produktions- bzw. die Verbrauchsflexibilität als positive bzw. negative Werte dargestellt. Es sei hier erneut unterstrichen, dass die dargestellte Flexibilität über einen Zeitraum vom 8h stationären Betrieb verfügbar ist. Ergänzend werden in der Abbildung Funktionen angezeigt, die sich ergeben, wenn eine analoge Rech-

nung ohne Speicher bzw. für sehr lange stationäre Betriebsdauern durchgeführt wird. Diese Daten stellen damit untere Grenze der Flexibilität dar.

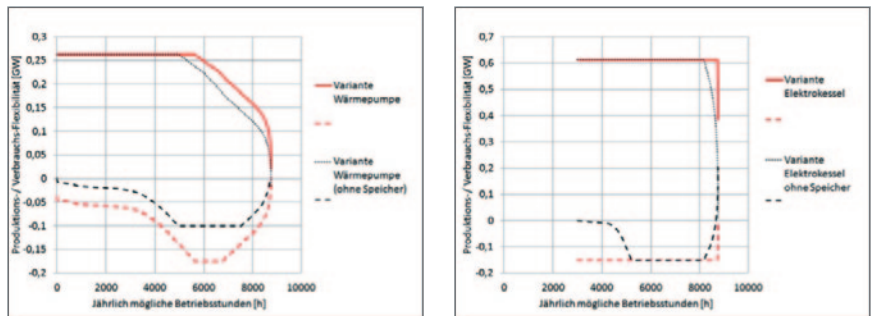


Abbildung 5-7: Betriebsflexibilität über Jahresstundenzahl
links: Variante Wärmepumpe, rechts: Variante Elektrokessel

Bei der Variante Wärmepumpe kann über knapp 6.000 h im Sommer und der Übergangszeit auf die volle Produktionsflexibilität zurückgegriffen werden. Grund hierfür ist die Fähigkeit der GuD-Anlagen, im Kondensationsbetrieb zu fahren. Damit kann Strom bereitgestellt werden, ohne Wärme in das Netz abzugeben. In der kalten Jahreszeit sinkt die Flexibilität auf Null, da die KWK-Einheiten zur Wärmeerzeugung erforderlich sind (sog. Must-Run-Situation). Ein Wärmespeicher erhöht die Flexibilität hier geringfügig. Bei der Verbrauchsflexibilität der Variante Wärmepumpe ergeben sich über weite Strecken geringe Werte. Im Sommer läuft die Wärmepumpe auf kleiner Last, so dass durch den alternativen Heizkessel nur eine geringe Verbrauchsänderung möglich ist. Im Winter ($t > 8.000$ h) besteht auch hier eine Must-Run Situation. Für Systeme ohne Speicher ergeben sich hier durchgängig kleinere Beträge der Verbrauchsflexibilität.

Die entsprechenden Kurven der Variante Elektrokessel sind aufgrund des abweichenden Lastgangs nur für Werte oberhalb von 3.000 h definiert. Bei der Produktionsflexibilität ergeben sich konstant hohe Werte mit sehr geringen Einschränkungen in den kältesten Stunden des Jahres. Anzumerken sei an dieser Stelle noch, dass durch den Kondensationsbetrieb der GuD-Anlagen die Produktionsflexibilität in Höhe von $0,614 \text{ GW}_{\text{el}}$ auch im Sommer verfügbar ist (nicht dargestellt in der Abbildung). Damit steht die volle installierte elektrische Leistung flexibel für den Stromsektor zur Verfügung. Ein fehlender Speicher führt zu geringerer Produktions-Flexibilität im Winter. Auch die Verbrauchsflexibilität ist konstant über den gesamten Betriebsstundenbereich, hier allerdings nicht für die ca. 3.000 Sommerstunden verfügbar. Nur bei fehlendem Speicher (bzw. langer stationärer Betriebszeit) sinkt die Flexibilität, so dass der insgesamt nutzbare Zeitraum auf ca. 3.000 h im Jahr zusammenschrumpft.

Abschließend wird untersucht, wie die Speichergröße bzw. eine Überdimensionierung der KWK-Einheit die Produktions- bzw. die Verbrauchsflexibilität beeinflusst. Da die Flexibilität neben der Speichergröße auch von

der stationären Betriebsdauer t_{stat} abhängt, ist es sinnvoll, die Abhängigkeiten über der dimensionslosen Kennzahl $\varphi = t_{\text{G}}/t_{\text{stat}}$ aufzutragen. Wie oben erläutert, stehen kleine φ -Werte für kleine Speicher bzw. lange stationäre Betriebsintervalle, große Werte stehen für große Speicher bzw. kurze stationäre Betriebsintervalle. Eine Überdimensionierung der KWK-Einheit kann möglich werden, da zum Zwecke der Versorgungssicherheit im Stromsektor ohnehin zusätzliche Erzeugungsleistung vorzuhalten ist.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-8 für die Variante Wärmepumpe und in Abbildung 5-9 für die Variante Elektrokessel dargestellt. Unterschieden wird hier noch zwischen Flexibilitätswerten, die über das ganze Jahr verfügbar sind, und solchen, die nur während eines kleineren Zeitraums (z. B. 8.000 h bzw. 5.000 h) verfügbar sind.

In der Variante Wärmepumpe liegt nur eine geringe Produktionsflexibilität im gesamten Jahr vor (blau durchgezogen). Verzichtet man auf volle Verfügbarkeit (8.000 h-Kurve) oder betrachtet man überdimensionierte KWK-Anlagen, so steigt die Produktionsflexibilität signifikant an. Die Verbrauchsflexibilität ist nicht ganzjährig verfügbar (nicht dargestellt als Kurve) und bleibt auch bei 8.000 h-Verfügbarkeit bei kleinen Werten, was an der kleinen Dimensionierung des konventionellen Heizkessels liegt, der neben dem Speicher als Alternative zur Wärmepumpe eingesetzt werden kann.

Grundsätzlich wächst jede Art von Flexibilität mit zunehmender Speichergröße. Bei der Variante Wärmepumpe ist dieser Zuwachs für die Produktionsflexibilität aber nur gering ausgeprägt. Dies liegt an der Betriebscharakteristik bei hohem Wärmebedarf. In einem solchen Fall konsumiert die Wärmepumpe signifikante Anteile der elektrischen Leistung der KWK-Einheit, so dass kein Strom mehr für den Stromsektor disponibel bleibt. Die aus dem Speicher über die stationäre Betriebsdauer t_{stat} entnehmbare Wärmeleistung kann hier nur einen kleinen Anteil kompensieren. Bei der Verbrauchsflexibilität ist der Speichereinfluss größer, da die Speicherkapazität relativ zur kleinen Dimensionierung des konventionellen Heizkessels betrachtet werden muss. Damit ist festzuhalten, dass für eine Überdimensionierung des konventionellen Kessels die Flexibilität noch weiter steigen würde. Dieser Gewinn an Flexibilität würde im Einsatzfall allerdings erkaufte durch einen höheren Verbrauch fossiler Brennstoffe.

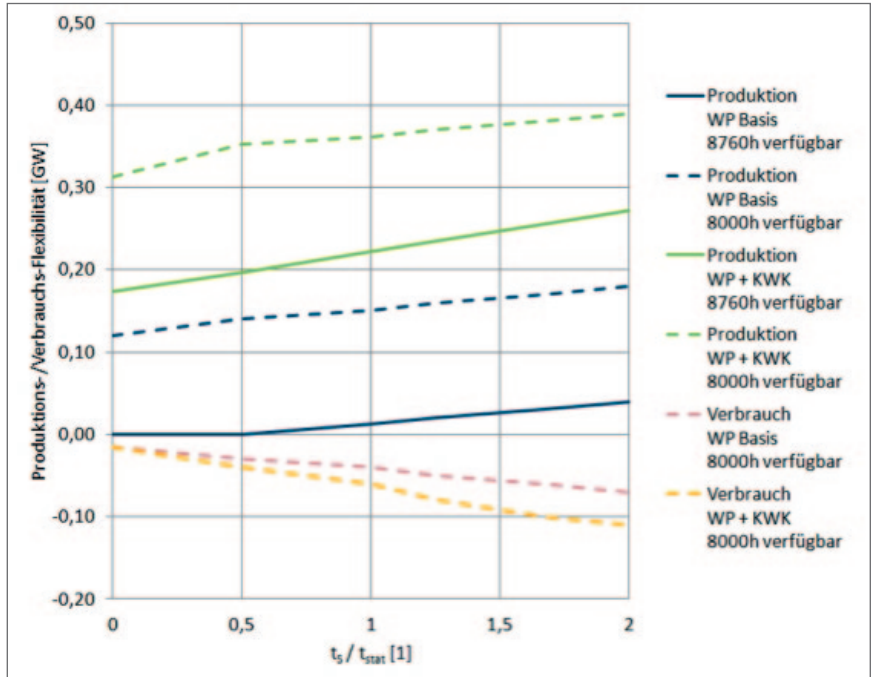


Abbildung 5-8: Produktions- und Verbrauchsflexibilität in Abhängigkeit der SpeichergroÙe bzw. stationären Betriebsdauer für die Variante Wärmepumpe (WP Basis) skaliert für Wärmenetze mit einem maximalen Wärmebedarf von 1 GWth; zusätzlich Werte für eine auf 166% überdimensionierte KWK-Einheit (WP+KWK)

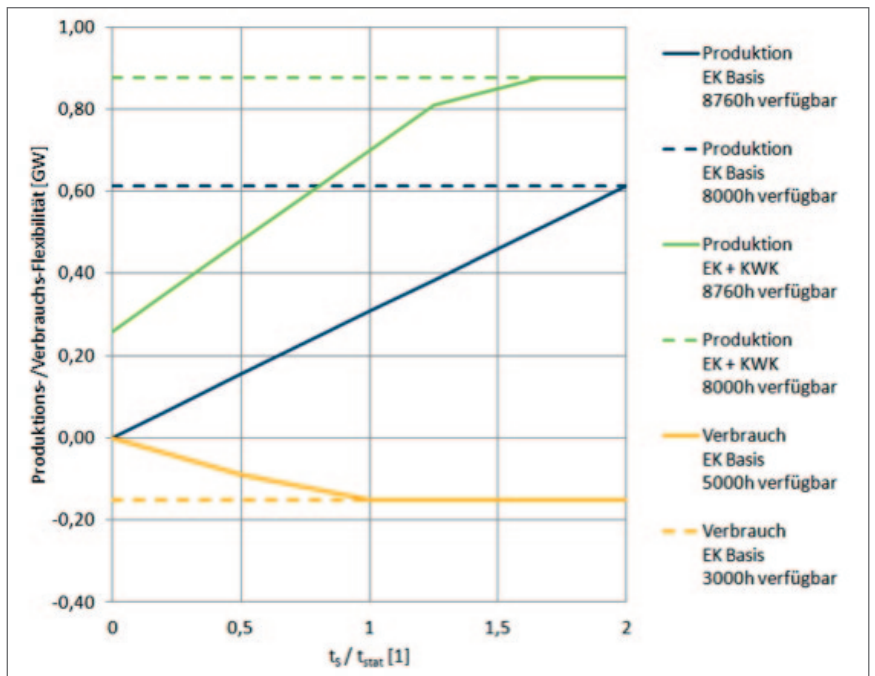


Abbildung 5-9: Einfluss Produktions- und Verbrauchsflexibilität in Abhängigkeit der SpeichergroÙe bzw. stationären Betriebsdauer für die Variante Elektrokessel (EK Basis) skaliert für Wärmenetze mit einem maximalen Wärmebedarf von 1 GWth; zusätzlich Werte für eine auf 143% überdimensionierte KWK-Einheit (WP+KWK)

Auffällig an den Ergebnissen der Variante Elektrokessel ist zunächst der signifikante Einfluss der Speichergröße auf die ganzjährig verfügbare Produktionsflexibilität. Die über 8.000 h verfügbare Flexibilität ist dagegen unabhängig von der Speichergröße. Grund dafür ist eine ausgeprägte Must-Run-Situation in den kältesten Phasen des Jahres: KWK-Einheit und konventioneller Kessel müssen gleichzeitig in Betrieb sein, um die Spitzenwärmelast abzudecken. Nur bei Speichereinsatz verbleibt somit die Möglichkeit, die KWK-Leistung zu modulieren. Da diese Wärmelast allerdings nur in sehr wenigen Stunden pro Jahr auftritt, ist der Fall für die 8.000 h-Verfügbarkeit nicht relevant. Wie bei der vorherigen Variante führt eine KWK-Überdimensionierung zu erhöhter Flexibilität, was an den parallel verschobenen, grünen Kurven sichtbar ist. Die Verbrauchsflexibilität ist in der Variante Elektrokessel aufgrund des Solarthermie-Vorrangs auf gut 5.000 h beschränkt. Die maximale Flexibilität ist gleich der installierten Elektroheizerleistung. Dieser Maximalwert ist allerdings nur während 3.000 h bzw. bei Speichernutzung erreichbar.

5.2.2 Effiziente Brennstoffnutzung

In einem Umfeld mit einer zunehmend volatilen Stromerzeugung aus Sonne und Wind bieten sich für die Deckung der Erzeugungslücken aus diesen Quellen (positive Residuallast) insbesondere Gaskraftwerke an. Unter dem Aspekt einer möglichst geringen CO₂-Emission kommen hierfür in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer GuD-Kraftwerke oder Gasturbinen in Frage. Soweit allerdings auch der Wärmebedarf aus der Brennstoffressource bedient werden soll, ergibt sich eine Konkurrenz um den benötigten Energieträger Gas (fossil oder erneuerbar). Entsprechend gilt es, Wärmeversorgungsstrategien zu identifizieren, die den geringsten Brennstoffaufwand erfordern, so dass möglichst viel Gas zur Verstromung verbleibt.

Im Folgenden werden sechs Gas-Nutzungsmöglichkeiten hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit betrachtet, dieser Herausforderung gerecht zu werden. Dabei liegt das Augenmerk auf den Technologien, die für die Versorgung mit Niedertemperaturwärme zur Verfügung stehen, also für die Beheizung von Gebäuden und für die Trinkwassererwärmung (alle Angaben jeweils ohne gebäudeinterne Verluste):

1. Brennwertkessel als die den Markt beherrschende Nutzungsstrategie mit einem Nutzungsgrad (η) von etwa 100%, kombiniert mit einer thermischen Solaranlage mit einem zwischen 0% und 30% varierten Deckungsanteil bezogen auf den Wärmebedarf für Heizung und Trinkwarmwasser (BW-Solar).
2. Gas-betriebene Wärmepumpen (GWP), die am Markt vor allem als Kompressions- oder Sorptions- Wärmepumpen vertreten sind, mit unterschiedlichen Jahresheizzahlen (1,2 bis 1,8).

3. Mini-Blockheizkraftwerke, die direkt in größeren Gebäuden oder gewerblichen Einheiten eingesetzt werden können mit einer Leistung $< 10 \text{ kW}_{\text{el}}$. Als Beispiel wird ein Aggregat mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 27% und einem thermischen Nutzungsgrad von 61% herangezogen (BHKW). Der Arbeitsanteil des hierzu ggf. erforderlichen Spitzenlastkessels wird in einem Bereich zwischen 0 und 25% variiert.
4. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zur Versorgung von Siedlungen im Leistungsbereich $< 1 \text{ MW}_{\text{el}}$, für die ein elektrischer Nutzungsgrad von 38% und ein thermischer Nutzungsgrad von 55% angesetzt wird (KWK). Der Arbeitsanteil des hierzu ggf. erforderlichen Spitzenlastkessels wird in einem Bereich zwischen 0 und 25% variiert. Bei dieser Variante sind zusätzliche Verluste bei der Wärmeverteilung (Nahwärmenetz) zu berücksichtigen, die hier in einem Bereich zwischen 10% und 20% variiert wurden.
5. GuD-Kraftwerk mit maximaler Wärmeauskopplung mit einem Gesamtnutzungsgrad von 85% (51% elektrisch, 34% thermisch) (GuD-FW). Der Arbeitsanteil des hierzu ggf. erforderlichen Spitzenlastkessels wird in einem Bereich zwischen 0 und 25% variiert. Auch bei dieser Variante sind zusätzliche Verluste bei der Wärmeverteilung (Fernwärmenetz) zu berücksichtigen, die hier in einem Bereich zwischen 10% und 20% variiert wurden.
6. Elektrisch betriebene Wärmepumpen (EWP) mit Jahresarbeitszahlen zwischen 2,8 und 4,4, mit Strombezug aus GuD-Kraftwerk (elektrischer Nettonutzungsgrad 60%).

Im Falle von Gaskesseln und Gaswärmepumpen lässt sich der für die Wärmeversorgung erforderliche Brennstoffaufwand leicht bestimmen. Der Aufwand (BSA) ergibt sich pro Kilowattstunde Wärmebedarf aus dem Kehrwert des thermischen Nutzungsgrades des Energiewandlers, der bei Gas-Wärmepumpen der Jahresheizzahl (JHZ) entspricht. Wenn thermische Solaranlagen eingesetzt werden, ist der Wärmebedarf zunächst um den solaren Deckungsanteil α zu mindern:

$$\text{BSA} = (1 - \alpha) / \eta_{\text{th}}$$

Bei elektrischen Wärmepumpen muss neben der Jahresarbeitszahl der Nutzungsgrad des antreibenden Kraftwerkes berücksichtigt werden, das im Rahmen der Suche nach einer möglichst effizienten Gas-Nutzungsstrategien im Strom- und Wärmemarkt dem oben beschriebenen Gas-GuD-Kraftwerk entspricht: $\text{BSA}_{\text{EWP}} = 1 / (\eta_{\text{el,GuD}} \cdot \text{JAZ})$.

Die Bestimmung der Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist komplexer, da der eingesetzte Brennstoff sowohl in Strom als auch in nutzbare Wärme gewandelt wird [Lüking 2011]. Durch die gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme sind gegenüber der reinen Stromerzeugung deutlich höhere Gesamtnutzungsgrade (bis zu etwa 90%) erreichbar. Kraft-Wärme-Kopplung, die in sehr unterschiedlichen Leistungsklassen und

mit unterschiedlichen Stromkennzahlen verfügbar ist, gilt daher als eine besonders effiziente Technologie und als prädestiniert, zur Transformation des Energieversorgungssystems beizutragen.

Allerdings beruht die verbreitete Auffassung, dass bei Kraft-Wärme-Kopplung die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme verlustfrei verwertet werden könne, auf einer unvollständigen Sicht der tatsächlichen thermodynamischen Zusammenhänge.

In Großkraftwerken führt die Wärmenutzung zu einer Reduktion des elektrischen Nutzungsgrades gegenüber der reinen Stromerzeugung, bedingt u. a. durch die Verringerung der verfügbaren Temperaturdifferenz für die Stromgewinnung sowie durch andere technische Einbußen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen kleinerer Leistung, die verbrauchernah betrieben werden können und dadurch eine besonders gute Wärmenutzung ermöglichen, muss gegenüber Großkraftwerken von vornherein ein z.T. deutlich geringerer elektrischer Nutzungsgrad in Kauf genommen werden.

Während bei elektrisch betriebenen Wärmepumpen elektrischer Strom eingesetzt wird, um Umweltwärme auf ein nutzbares Temperaturniveau anzuheben und so für die thermische Behaglichkeit im Gebäude zur Verfügung zu stellen, wird bei der Kraft-Wärme-Kopplung für den Wärmenutzen ein gegenüber der reinen Stromerzeugung geringerer elektrischer Wirkungsgrad in Kauf genommen. Ein Vergleich der jeweiligen thermodynamischen Prozesse offenbart also durchaus analoge Verläufe (Abbildung 5-10).

Wärmeerzeugung außerhalb des zu versorgenden Gebäudes erfolgt (GuD-FW, KKW), ergeben sich anlagentechnische Kenngrößen gemäß Tabelle 5-2. Verluste in den Gasnetzen wurden hierbei vernachlässigt.

Tabelle 5-2: Kenngrößen der Nutzungspfade gasförmiger Brennstoffe

	Nutzungsgrad elektrisch η_{el}	Nutzungsgrad thermisch η_{th}	Arbeitsanteil β / Spitzenlastkessel-Nutzungsgrad η_{th}	Netzverluste elektrisch $1-\zeta_{el}$	Netzverluste thermisch $1-\zeta_{th}$
Brennwertkessel und Solarthermie mit Deckungsgrad α	0%	100% mit α von 0% bis 30%			
Gas- Wärmepumpe	0%	JHZ 1,2 bis 1,8			
BHKW < 10 kW _{el}	27%	61%	β von 0 bis 25%; 100%	0%	0%
KKW < 1 MW _{el}	38%	55%	β von 0 bis 25%; 90%	5%	10 bis 20%
GuD-Kraftwerk mit Wärmenutzung (GuD-FW)	51%	34%	β von 0 bis 25%; 90%	5%	10 bis 20%
GuD-Kraftwerk und el. Wärmepumpen	60%	60% * JAZ mit JAZ von 2,8; 3,6; 4,4		5%	0%

Die Ergebnisse des Effizienzvergleichs auf Basis dieser Kenngrößen fasst Abbildung 5-11 zusammen. Es werden jeweils Spannbreiten des Brennstoffaufwandes der Gas-Nutzungsalternativen dargestellt. Der linke Rand der Balken steht dabei für die jeweils günstigste Alternative und der rechte Rand für die jeweils ungünstigste Alternative (im Rahmen der jeweils variierten Parameter entsprechend Tabelle 5-2). Dies ist z. B. bei den elektrischen Wärmepumpen die Variation der Jahresarbeitszahl (JAZ), wobei der linke Wert für die JAZ von 4,4 und der rechte Wert für die JAZ von 2,8 steht; der mittlere Wert im obersten Balken von Abbildung 5-11 steht für die JAZ von 3,6. Niedrige JAZ resultieren in einem zusätzlichen Brennstoffaufwand.

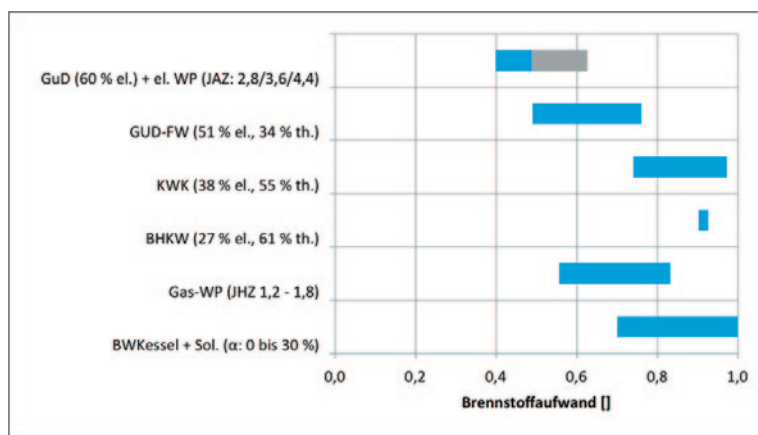


Abbildung 5-11: Vergleich der Brennstoffeffizienz von KWK-Prozessen, Gas- und Elektrowärmepumpen und solar unterstützter Brennwerttechnik, bezogen auf die Variante Brennwertkessel ohne solarthermische Unterstützung

Gemessen an einer reinen Gas-Brennwertheizung (ohne solarthermische Unterstützung) lässt sich mit allen Vergleichsanlagen Brennstoff einsparen. Dabei hat das Mini-Blockheizkraftwerk (BHKW) geringeres Potenzial als die Kombination einer Brennwertechnik mit einer solarthermischen Anlage, sofern solare Deckungsgrade von mehr als 10% erreicht werden. Die mittelgroße Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) hat gegenüber dem Blockheizkraftwerk eine etwas bessere Brennstoffausnutzung, aber nur dann, wenn thermische Netzverluste weitgehend vermieden und die Arbeitsanteile des Spitzenlastkessels sehr gering gehalten werden können.

Im Vergleich zu den kleinen und mittelgroßen KWK-Anlagen eröffnen Gas-Wärmepumpen signifikant bessere Möglichkeiten der Brennstoffausnutzung, sofern Jahresheizzahlen von 1,5 oder mehr erreicht werden, eine Qualität, die in der Praxis bisher allerdings nur in Ausnahmefällen erreicht wird.

Die Nutzung von Gas in elektrisch optimierten Großkraftwerken führt zur höchsten Brennstoffausbeute bezogen auf den Strom- und Wärmemarkt.

Der Brennstoffaufwand liegt bereits in den jeweils ungünstigsten Werten (hoher Anteil des Spitzenlastkessels bei der Variante Wärmeauskopplung aus Gas-Großkraftwerken wie auch bei einer Wärmeversorgung über elektrische Wärmepumpen mit geringer JAZ) in etwa auf gleicher Höhe mit den Bestwerten der übrigen Nutzungspfade. In günstigen Fällen muss gegenüber den übrigen Versorgungsansätzen nur etwa die Hälfte des Brennstoffs für die gleiche thermische Energiedienstleistung aufgewendet werden bzw. kann mit der gleichen Brennstoffmenge das Doppelte an Wärmebedarf gedeckt werden.

Eine Fernwärmeversorgung mit einem Gas-GuD-Kraftwerk in der hier dargestellten Qualität ist allerdings nur im Falle günstiger Randbedingungen möglich. U. a. kann das Kraftwerk allein aufgrund seiner Größe nur in wenigen Fällen so verbrauchernah betrieben werden, wie es in energetischer Hinsicht wünschenswert ist. Die Ansprüche an die Qualität des Wärmenetzes sowie an die Betriebsqualität sind hoch, um thermische Netzverluste bei der Bedienung des geringen sommerlichen Wärmebedarfs möglichst zu vermeiden und hohe gekoppelte Arbeitsanteile zu erreichen.

Elektrische Wärmepumpen verbinden dem gegenüber große Einsatzflexibilität mit hoher Brennstoffeffizienz. Vor allem im Neubaubereich, wo Jahresarbeitszahlen von mindestens 3,5 auch mit Luft-Wasser-Wärmepumpen erreicht und bei Nutzung anderer Wärmequellen deutlich überschritten werden können [Agenda 2009], sind sie hinsichtlich der Brennstoffausnutzung konkurrenzlos. Selbst im Gebäudebestand, in dem aufgrund höherer Systemtemperaturen oft nur Jahresarbeitszahlen zwischen 2,5 und 3,5 [Hecking 2008] und [Miara 2010] erreicht werden, erweist sich die Strate-

gie, Gas über GuD-Kraftwerk in Verbindung mit Elektrowärmepumpen zu nutzen, unter dem Gesichtspunkt einer möglichst hohen Brennstoffeffizienz als nicht nur tragfähig, sondern sogar als eine den anderen Nutzungsoptionen tendenziell überlegene Möglichkeit.

Die Potenziale der Brennstoffeinsparung durch effiziente Wärmeversorgungslösungen auf der Basis elektrisch optimierter Großkraftwerke lassen auch volkswirtschaftliche Vorteile durch Ausbau und Nutzung dieser Technologieschiene erwarten. Diese Vorteile können allerdings derzeit auf Grund der sehr unterschiedlichen Strukturen der Strom- und Wärmemärkte sowie der z.T. sogar gegenläufigen Anreize durch Steuern und Abgaben nicht mobilisiert werden. Hier sind dringend Änderungen erforderlich, um im Strom- und im Wärmemarkt Investitionen in eine möglichst effiziente Nutzung des Brennstoffes Gas anzustoßen.

Diese Notwendigkeit ist umso dringlicher, als der rapide Ausbau volatiler Stromangebote sich auch auf die Effizienz der Brennstoffnutzungen im Strom- und Wärmemarkt auswirkt, indem über PtH-Anwendungen der verbleibende Brennstoffbedarf für die Wärmeversorgung reduziert wird. Technisch lassen sich alle betrachteten Wärmeversorgungsansätze mit PtH-Anwendungen ergänzen, vor allem durch Einbindung elektrischer Widerstandsheizungen bzw. von Elektrodenkesseln in Wärmenetzen. Die Nutzung der volatilen Stromangebote über elektrische Wärmepumpen senkt den Brennstoffbedarf für die Bedienung der Wärmenachfrage deutlich stärker als andere PtH-Anwendungen. Die Nutzung des auch dann immer noch bestehenden Gasbedarfs (fossil oder aus erneuerbaren Quellen) über den Pfad elektrisch optimierter GuD-Großkraftwerke und dezentraler elektrischer Wärmepumpen setzt sich also durch die Nutzung von EE-Strom für PtH gegenüber den alternativen Versorgungsmöglichkeiten weiter ab. Abbildung 5-12 verdeutlicht den Einfluss von PtH auf den Effizienzvergleich. Hier stehen beispielhaft 0,15 Einheiten PtH-Strom aus erneuerbaren Quellen pro Einheit Wärmebedarf zur Verfügung. Mit Ausnahme der Varianten mit Wärmepumpe wird der PtH-Strom in Widerstandsheizern bzw. Elektrodenkesseln genutzt. Dies benachteiligt auch die effizienteste Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie auf Basis von GuD-Kraftwerken mit hohem elektrischen Nutzungsgrad und hoher Stromkennzahl hinsichtlich der Brennstoffeffizienz gegenüber der elektrischen Verknüpfung des Strom- und Wärmemarktes über elektrisch optimierte GuD-Kraftwerke und dezentrale elektrische Wärmepumpen. Bei GuD-Kraftwerken mit Fernwärmenetzen ist jedoch eine effizientere Nutzung von PtH-Strom ebenfalls möglich, wenn elektrische Großwärmepumpen an Stelle von Elektrodenkesseln PtH-Strom aufnehmen, um das Fernwärmenetz als Wärmesenke zu nutzen. Diese Möglichkeit wurde als zusätzliche Variante: GUD-FW (51% el., 34% th.) + WP (JAZ: 2,5) in der in Abbildung 5-12 gezeigten Gegenüberstellung mit aufgenommen.

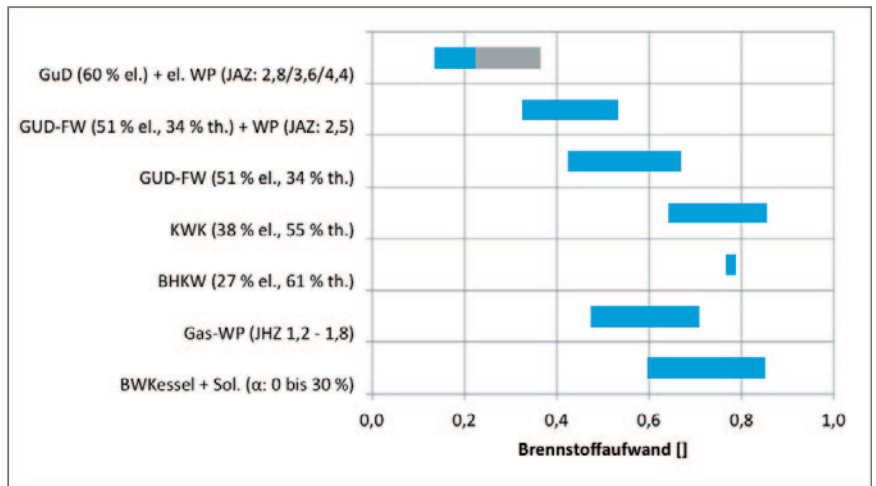


Abbildung 5-12: Vergleich der Brennstoffeffizienz von KWK-Prozessen, Gas- und Elektrowärmepumpen und solar unterstützter Brennwerttechnik unter Berücksichtigung von 0,15 PtH-Anteilen pro Wärmebedarfseinheit

In den für 2050 zu erwartenden Szenarien ist mit höheren PtH-Anteilen zu rechnen, so dass sich die mögliche Brennstoffeinsparung weiter zu Gunsten der elektrischen Wärmepumpe verschieben wird.

Als Alternative zur direkten Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung wird diskutiert, den Strom über den Umweg einer Wandlung in synthetisches Methan dem Wärmemarkt zuzuführen. Dies ist auf Grund der anfallenden Wandlungsverluste für alle dargestellten Nutzungspfade jedoch von geringer Effizienz. Unter der Annahme, dass synthetisches Methan mit einem Wirkungsgrad von 0,6 (Elektrolyse plus Methanisierung) erzeugt werden könnte und dass für die Wärmeerzeugung Gas-Wärmepumpen mit Jahresheizzahlen über 1,6 zum Einsatz kommen würden, wäre die Gesamteffizienz mit der direkten Stromnutzung in Widerstandsheizern bzw. Elektrodenkesseln vergleichbar. Die Kosten für die direkte Stromnutzung sind dabei jedoch im Vergleich zu der beschriebenen Gas-Variante deutlich geringer.

5.3 Wechselwirkung Strommarkt/Stromnetz

5.3.1 Auswirkungen von Power-to-Heat-Systemen auf elektrische Verteilungsnetze

Zielsetzung und Modellbeschreibung

Es ist aufgrund der gezeigten Fähigkeit von Wärmepumpen zur Lastverlagerung, beispielsweise zur Erhöhung des Anteils der Nutzung des in einer PV-Anlage selbst erzeugten Stroms, davon auszugehen, dass der Nutzen nicht nur auf Gebäudeebene besteht sondern ein erhöhter Eigenverbrauch auch elektrische Netze entlastet. Dies deshalb, da die erzeugte

Leistung direkt am Ort ihres Entstehens genutzt wird und so nicht durch das elektrische Netz fließt. Nachstehende Analyse zeigt die Auswirkungen verschiedener Regelstrategien von Wärmepumpen auf ein typisches Niederspannungsnetz im Süden Deutschlands innerhalb des Netzgebietes der Netze BW. Im Rahmen der Analysen stehen Spannungshaltung und Auslastung des Ortsnetztransformators sowie der elektrischen Leitungen im Vordergrund.

Um die genannten Zielsetzungen untersuchen zu können, wird auf ein existierendes, elektrisch-thermisches Simulationsmodell zurückgegriffen [Brunner 2013-1], [Brunner 2013-2], [Brunner 2014].

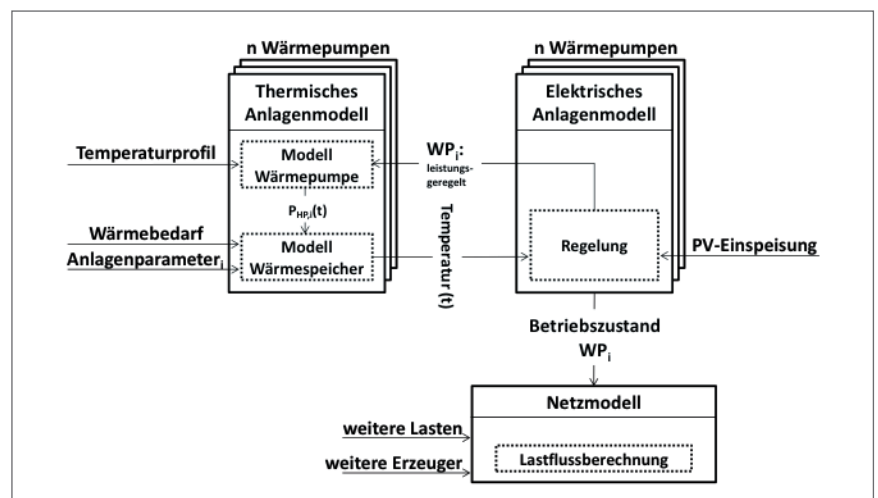


Abbildung 5-13: Schematische Darstellung des verwendeten elektrisch-thermischen Simulationsmodells

Im Einzelnen handelt es sich um die Kopplung dreier Teilmodelle: eines elektrischen und eines thermischen Anlagenmodells sowie eines mit dem elektrischen Anlagenmodell gekoppelten Netzmodells. In diesem wird eine elektrische Lastflussberechnung durchgeführt, welche neben den Wärmepumpen die übrigen elektrischen Erzeuger und Verbraucher sowie die konkrete Netztopologie berücksichtigt.

In Kapitel 4.1 wurde bereits dargelegt, wie sich für ein Einfamilienhaus mit Wärmepumpen sowie für ein Mehrfamilienhaus mit Wärmepumpen die Reduktion der maximalen PV-Einspeisung in das Netz bzw. der negativen Residuallast für das jeweilige Gebäude ergab. Wird im Folgenden davon ausgegangen, dass innerhalb eines Netzgebietes mehrere Gebäude mit Wärmepumpen beheizt werden, kann dies bei entsprechender Betriebsweise ebenfalls einen netzstabilisierenden Einfluss auf das Netz haben. Fokus dieses Abschnitts ist daher nicht die Analyse auf Gebäudeebene sondern die Untersuchung eines elektrischen Netzgebietes unter der Annahme, dass die in diesem Netzgebiet installierten Wärmepumpen sich je nach Betriebsweise stromoptimierend bzw. wärmegeführt verhalten.

In der Literatur wird je nach Art des Szenarios bis 2030 von Durchdringungsgraden von Wärmepumpen von bis zu 15% ausgegangen [BWP 2013]. Bereits heute werden in Neubaugebieten jedoch Durchdringungsgrade von beinahe 30% erreicht [Stat 2012]. Da dieser Wert ein statischer Mittelwert ist, erscheint es plausibel, dass einige Neubaugebiete ohne Gasversorgung auch diesen Wert künftig deutlich überschreiten könnten.

Darstellung der berücksichtigten Szenarien

Um die Auswirkungen einer elektrischen Bereitstellung von Wärme auf ein elektrisches Niederspannungsnetz zu bestimmen, werden nachstehend verschiedene Szenarien verglichen. Hierzu werden einige Gebäude innerhalb eines Niederspannungsnetzes im Netzgebiet der Netze BW mit Wärmepumpen ausgestattet. Um die Auswirkungen einer stromoptimierten Betriebsweise auf elektrische Netze zu untersuchen, werden die mit Wärmepumpe abgebildeten Haushalte zusätzlich mit einer PV-Anlage ausgestattet. Die Anschlussleistung der PV-Anlagen ist hierbei für alle Haushalte identisch und beträgt je nach Szenario 8 kW_p oder 16 kW_p .

Die Wärmepumpen beheizen Gebäude mit einem spezifischen Raumwärmebedarf zwischen 55 und ca. $100 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$, welche Wohnflächen zwischen 110 m^2 und 250 m^2 aufweisen. Es werden in der Simulation leistungsmulierende Luft-Wasser-Wärmepumpen berücksichtigt. Die Wärmepumpen verfügen jeweils zusätzlich über eine elektrische Nachheizung. Die Auslegung der Heizungsanlagen erfolgt hierbei in Übereinstimmung mit DIN EN 15450 derart, dass der Anteil der Nachheizarbeit an der Jahresheizarbeit 4% beträgt. Das Warmwasserprofil wird auf Basis von 4-Personenhaushalten mit einem jährlichen Energiebedarf für Warmwasser von ca. 2.100 kWh berechnet. Zusätzlich wird ein Warmwasserspeicher mit einer Speichergroße von 300 Litern zuzüglich einer leistungsabhängigen Komponente von $150 \frac{\text{Liter}}{\text{kW}_{th}}$ berücksichtigt. So ergibt sich beispielsweise für eine Wärmepumpe mit einer thermischen Nennleistung von 4 kW_{th} ein Speichervolumen von 900 Litern.

Im Folgenden werden zwei Betriebsweisen verglichen:

Wärmegeführte Betriebsweise: hier hält der Anlagenregler die Speichertemperatur unter Verwendung eines P-Reglers auf einer Solltemperatur von 55° Celsius. Insbesondere die PV-Einspeisung bleibt hier vollständig unberücksichtigt und potenzielle zeitliche Überschneidungen des Betriebs der Wärmepumpe mit einer PV-Einspeisung sind zufällig bedingt.

Stromoptimierte Betriebsweise: der stromoptimierte Betrieb der Wärmepumpen berücksichtigt neben dem Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser zudem die Einspeiseleistung aus Photovoltaik. Im Fall dieser Regelung werden alle Profile als exakt prognostizierbar angenommen. Die Ergebnisse stellen daher eine Potenzialabschätzung dar.

Innerhalb der stromoptimierten Betriebsweise steuert ein Optimierungsverfahren den Betrieb der Wärmepumpe derart, dass für einen Planungshorizont von 24 Stunden eine gegebene Wärmebedarfsmenge mit Hilfe eines Wärmespeichers derart gedeckt wird, dass der Betrieb der Wärmepumpe möglichst zu Zeiten maximaler PV-Einspeisung stattfindet. Ein Wärmebedarf außerhalb dieser Zeiten wird möglichst aus dem Speicher gedeckt.

In Tabelle 5-3 ist zur besseren Einordnung der nachfolgenden Ergebnisse ein Überblick über wesentliche Simulationsparameter und berücksichtigte Szenarien gegeben.

Tabelle 5-3: Beschreibung der Szenarien für ein Niederspannungsnetz mit 65 Haushalten

Szenario	Durchdringungsgrad / Anzahl WP	Installierte PV-Leistung je Gebäude	Installierte PV-Leistung im Niederspannungsnetz	Installierte Wärmepumpenleistung	Spitzeneinspeisung aus PV
A	20% / 13 WP	8 kW _p	104 kW _p	74,1 kW _{th}	93,2 kW
B	20% / 13 WP	16 kW _p	208 kW _p	74,1 kW _{th}	186,4 kW

Simulationsergebnisse

Um die Auswirkungen einer stromoptimierten Betriebsweise auf elektrische Netze untersuchen zu können, werden verschiedene Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Belastung analysiert: im ersten Schritt soll die sortierte übertragene Wirkleistung des Ortsnetztransformators Aufschluss darüber geben, inwiefern das im vorangegangenen Kapitel 4.1 dargestellte Potenzial zur Reduktion der PV-Spitzeinspeisung – eines – Gebäudes sich auf Ortsnetzebene für mehrere Gebäude bemerkbar macht.

Abbildung 5-14 zeigt die vom Ortsnetztransformator übertragene Wirkleistung für eine im Ortsnetz installierte PV-Leistung von 104 kW_p verteilt auf 13 Gebäude.

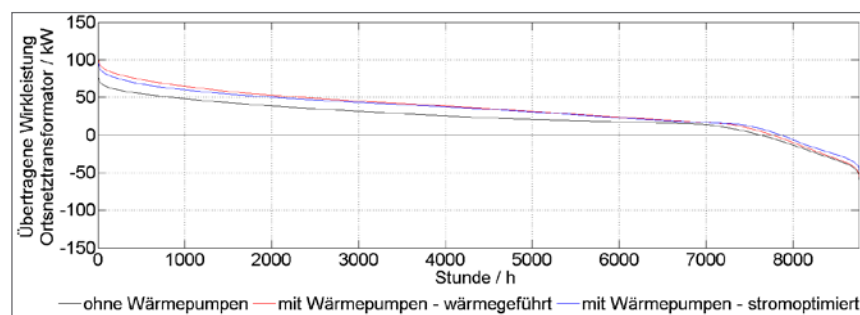


Abbildung 5-14: Geordnete übertragene Wirkleistung des Ortsnetztransformators für einen Durchdringungsgrad an Wärmepumpen von 20% und 8 kW_p PV-Leistung je Gebäude mit Wärmepumpe (negative Werte = Rückspeisung)

Bei Betrachtung der maximalen Rückspeisung wird auch auf Niederspannungsebene deutlich, dass diese sich durch einen geeigneten Betrieb der Wärmepumpen von 60,9 kW auf 47,0 kW reduzieren lässt.

Abbildung 5-15 zeigt die Simulationsergebnisse für das Szenario B.

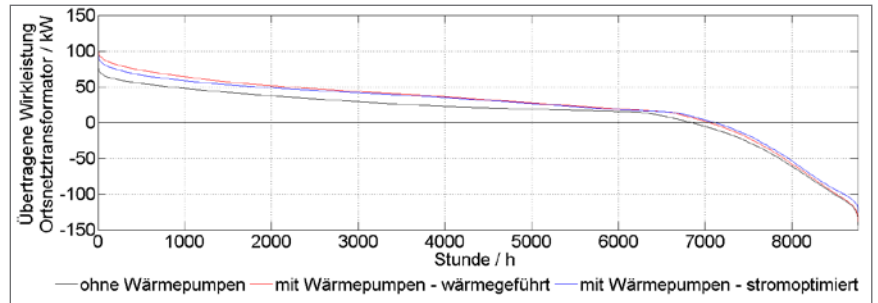


Abbildung 5-15: Geordnete übertragene Wirkleistung des Ortsnetztransformators für einen Durchdringungsgrad an Wärmepumpen von 20% und 16 kW_p PV-Leistung je Gebäude mit Wärmepumpe (negative Werte = Rückspeisung)

Auch im Szenario B mit einer deutlich höheren PV-Einspeisung zeigt sich, dass sich die maximale Rückspeisung durch einen geeigneten, stromoptimierten Wärmebetrieb von 139,1 kW im wärmegeführten Betrieb auf 125,9 kW senken lässt.

Da aus der Graphik die Reduktion nur schwer zu erkennen ist, sind die wesentlichen Ergebnisse in nachstehender Tabelle 5-4 nochmals zusammengefasst.

Tabelle 5-4: Darstellung der Reduktion der maximalen Rückspeisung

Szenario	Betriebsweise	Maximale Rückspeisung	Reduktion gegenüber „ohne WP“
A (104 kW_p)	Ohne WP	60,9 kW	-
	Wärmegeführt	56,6 kW	-4,3 kW / -7,1%
	Stromoptimiert	47,0 kW	-13,9 kW / -22,8%
B (208 kW_p)	Ohne WP	145,5 kW	-
	Wärmegeführt	139,1 kW	-6,4 kW / -4,4%
	Stromoptimiert	125,9 kW	-19,6 kW / -13,5%

Wie in Kapitel 4.1 anhand eines Einfamilien- bzw. Mehrfamilienhauses dargestellt wurde, kann durch eine stromoptimierte Betriebsweise die maximale Rückspeisung eines Haushaltes in das Niederspannungsnetz durch Wärmepumpen reduziert werden. Eine Analyse auf Netzebene bestätigt dieses Ergebnis: so ist durch eine stromoptimierte Betriebsweise von 13 Wärmepumpen, was einem Durchdringungsgrad von 20% entspricht, eine Reduktion der maximalen Rückspeisung in die übergeordnete Spannungsebene um 13,9 kW (8 kW_p je Gebäude – Szenario A) bzw. um 19,6 kW

(16 kW_p je Gebäude – Szenario B) möglich. Insbesondere wird erkennbar, dass bei einer höheren PV-Einspeiseleistung auch eine betragsmäßig höhere Reduktion der maximalen Rückspeisung möglich ist.

Da in der Simulation angenommen wird, dass in einem Haushalt immer sowohl eine PV-Anlage als auch eine Wärmepumpe installiert ist, führt eine Reduktion der maximalen Rückspeisung der entsprechenden Haushalte in das Netz auch dazu, dass sowohl der maximale Spannungsanstieg als auch die maximale Leitungsauslastung (sofern durch die PV-Einspeisung bedingt) durch die stromoptimierte Betriebsweise reduziert werden. Im Folgenden soll dieser Sachverhalt untersucht werden.

Abbildung 5-16 zeigt die auftretenden Spannungen für ein Niederspannungsnetz mit 13 Wärmepumpen und der Annahme, dass auf jedem Gebäude 8 kW_p an PV-Leistung installiert sind. Hierbei stellen die als Kreuze dargestellten Ausreißer das absolut auftretende Maximum bzw. Minimum dar. Die Antennen stellen das 0,1. bzw. 99,9. Perzentil dar. Die Kanten der Box stellen das 1. bzw. 99. Perzentil dar, das 50. Perzentil ist in der Box dargestellt.

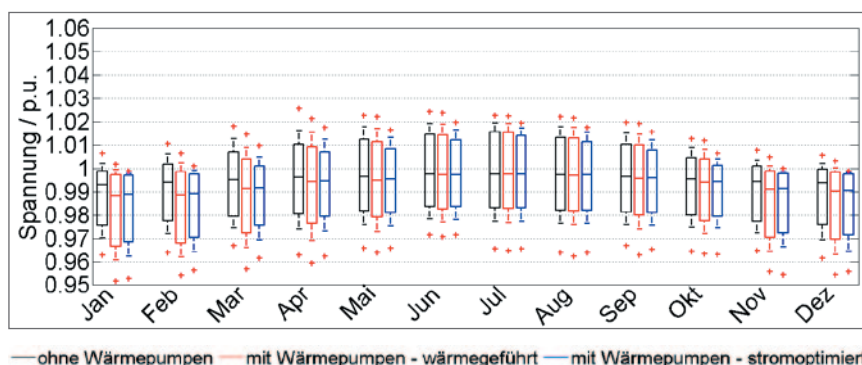


Abbildung 5-16: Darstellung der im Niederspannungsnetz auftretenden Spannungen als Boxplot für das Szenario A mit 8 kW_p je PV-Anlage

Es wird deutlich, dass mithilfe von Wärmepumpen bis etwa April die maximale Spannung um knapp 1 Prozentpunkt reduziert wird. In den Monaten Juni bis August, wo näherungsweise kein Wärmebedarf für Raumwärme besteht, kann die Spannung ebenfalls um ca. einen halben Prozentpunkt reduziert werden. Es sei an dieser Stelle jedoch erwähnt, dass die absolute Höhe der Spannungsreduktion insbesondere vom Netzanschlusspunkt der betrachteten Wärmepumpen/PV-Anlagen abhängt und umso größer wird, je weiter die Anlagen vom Ortsnetztransformator entfernt liegen. Zudem sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass alle installierten PV-Anlagen jeweils am gleichen Netzanschlusspunkt wie die Wärmepumpen installiert sind – wären neben diesen auch andere PV-Anlagen vorhanden, können die Wärmepumpen im ungünstigsten Fall keinen spannungssenkenden Effekt ausüben. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn die PV-Anlagen an einer Stickleitung ohne Wärmepumpen installiert worden

wären. Die gezeigten Ergebnisse stellen daher ebenfalls eine Potenzialabschätzung dar. Generell kann auf Basis der Ergebnisse jedoch festgehalten werden, dass eine geeignete Regelung der Wärmepumpen die durch die PV-Einspeisung ausgelöste maximale Spannungsanhebung über das ganze Jahr reduzieren kann.

Es liegt in diesem Zusammenhang die Vermutung nahe, dass für die Reduktion der maximal über das Jahr auftretenden Spannungen bzw. Leistungsauslastungen der Warmwasserbedarf eine wichtige Rolle spielt. Dies verdeutlicht Abbildung 5-17 anhand der saisonal unterschiedlichen Verläufe der erzeugten Energie aus PV einerseits und des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser anhand eines exemplarischen Haushalts.

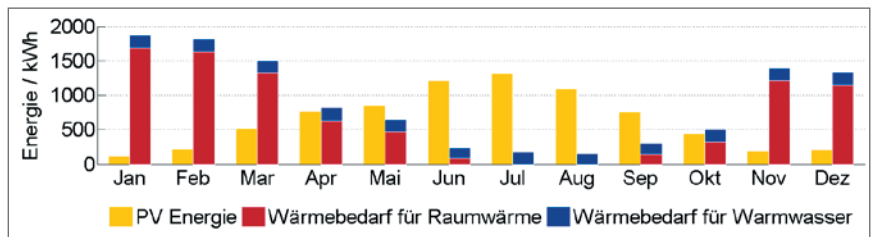


Abbildung 5-17: Erzeugte bzw. benötigte monatliche Energiemengen aus PV bzw. für Raumwärme und Warmwasser für einen exemplarischen Haushalt

Es zeigt sich deutlich, dass nur im Frühling und Herbst sowohl eine signifikante Einspeisung aus Photovoltaik und andererseits ein nennenswerter Raumwärmebedarf bestehen. Es wird insbesondere deutlich, dass im Sommer naturgemäß kein Raumwärmebedarf besteht. In diesen Monaten kann das Potenzial zur Reduktion der maximalen Rückspeisung daher ausschließlich aus der Deckung des Wärmebedarfs für Warmwasser stammen.

In Abbildung 5-18 sind die Simulationsergebnisse für Szenario B (16 kW_p je Gebäude mit Wärmepumpe) dargestellt.

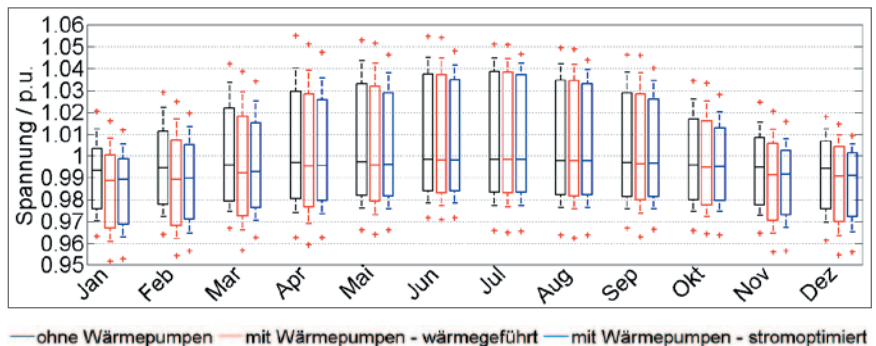


Abbildung 5-18: Darstellung der im Niederspannungsnetz auftretenden Spannungen als Boxplot für das Szenario B mit 16 kW_p je PV-Anlage

Auch hier wird deutlich, dass die im Sommer maximal auftretenden Spannungen um circa 0,5 Prozentpunkte gesenkt werden können. Insbesondere

re kann auch in den Monaten ohne nennenswerten Raumwärmebedarf die maximale Spannung reduziert werden, was verdeutlicht, dass der Wärmebedarf für Warmwasser durch eine geeignete Lastverlagerung ausreicht um selbst im Sommer einen gewissen netzstabilisierenden Effekt auszuüben.

Abbildung 5-19 zeigt abschließend für das Szenario B alle Leitungsauslastungen über den Verlauf eines Jahres:

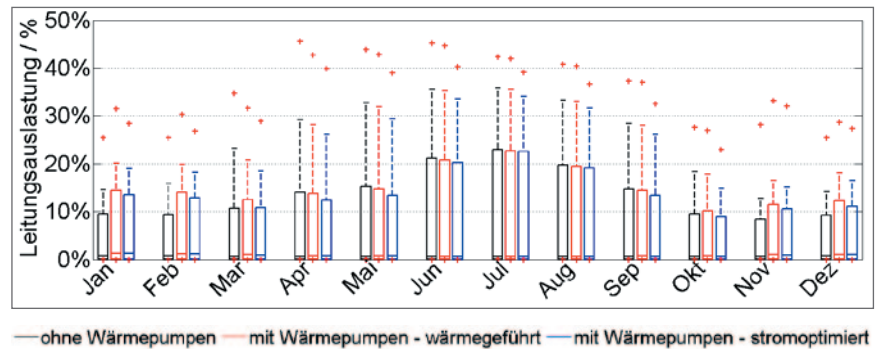


Abbildung 5-19: Darstellung der im Netz auftretenden Leitungsauslastungen, differenziert nach Monaten für eine installierte Anlagenleistung je Gebäude mit WP von 16 kW_p (Szenario B)

Auch hinsichtlich der maximalen Leitungsauslastung zeigt sich, dass Wärmepumpen einen Beitrag zur Reduktion leisten können. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass die dargestellte Leitungsauslastung nicht vorzeichenbehaftet ist, mit anderen Worten also nicht unterschieden wird, ob sich die maximale Leitungsauslastung durch die PV-Einspeisung oder durch die Last ergibt. Es zeigt sich jedoch, dass in den Sommermonaten die maximale Leitungsauslastung durch eine stromoptimierte Betriebsweise der Wärmepumpen gegenüber der wärmegeführten Betriebsweise weiter reduziert werden kann – dies legt zumindest die Vermutung nahe, dass in diesen Monaten die entsprechende Leitungsauslastung durch die PV-Einspeisung verursacht wurde und zudem der Wärmebedarf für Warmwasser einen gewissen Beitrag zur Entlastung der Leitungen liefern kann.

Nachstehende Tabelle 5-5 fasst die Simulationsergebnisse nochmals kurz zusammen.

Tabelle 5-5: Reduktion der maximalen Netzbelastung durch eine stromoptimierte Betriebsweise von Wärmepumpen – Zusammenfassung der Ergebnisse

Szenario	Betriebsweise	Maximale Rückspeisung	Maximale Leitungsauslastung*	Maximale Spannung
A (104 kW _p)	Ohne WP	60,9 kW	28,1%	1,026 p.u.
	Wärmegeführt	56,6 kW (- 4,3 kW)	33,1% (+ 5,0%)	1,024 p.u. (- 0,002 Prozentpunkte)
	Stromoptimiert	47,0 kW (- 13,9 kW)	32,1% (+ 4,0%)	1,020 p.u. (- 0,006 Prozentpunkte)
B (208 kW _p)	Ohne WP	145,5 kW	45,5%	1,055 p.u.
	Wärmegeführt	139,1 kW (- 6,4 kW)	44,7% (- 0,8 Prozentpunkte)	1,054 p.u. (- 0,001 Prozentpunkte)
	Stromoptimiert	125,9 kW (- 19,6 kW)	40,3% (- 5,2 Prozentpunkte)	1,048 p.u. (- 0,007 Prozentpunkte)

Bei Betrachtung der Ergebnisse der Szenarien A und B wird deutlich, dass Wärmepumpen auch über das gesamte Jahr betrachtet in der Lage sind, die Folgen einer hohen installierten PV-Leistung für elektrische Netze in gewissem Umfang zu reduzieren. Jedoch wird auch im Hinblick auf die maximale Leitungsauslastung deutlich, dass Wärmepumpen die elektrischen Netze gerade im Winter belasten. Dies deshalb, da die über das Jahr gesehene maximale Leitungsauslastung für das Szenario A durch die Berücksichtigung der Wärmepumpen erhöht wird. Im Szenario B hingegen führt über das Jahr betrachtet die PV-Einspeiseleistung zur höchsten Leitungsauslastung – und für diesen Fall kann gezeigt werden, dass Wärmepumpen in der Lage sind die Netze zu entlasten.

Zwischenfazit zu den Rückwirkungen auf die Stromverteilungsnetze

Die gezeigten Analysen verdeutlichen, dass selbst wenige Wärmepumpen in einem Netz dazu beitragen können, auf ein elektrisches Niederspannungsnetz stabilisierenden Einfluss zu nehmen. Gezeigt wurde dies anhand einer stromoptimierten Betriebsweise von Wärmepumpen. Diese Betriebsweise zeichnet sich dadurch aus, dass der Betrieb der Wärmepumpen gezielt in die Zeiten maximaler PV-Einspeisung gelegt wird. Es kann vermutet werden, dass Wärmepumpen in Zukunft eine wichtige Rolle als steuerbare Last in Verteilnetzen einnehmen, da einerseits gerade in Neubaugebieten ohne Gasversorgung künftig verhältnismäßig hohe Durchdringungsgrade an Wärmepumpen plausibel erscheinen und darüber hinaus das sogenannte „Smart-Grid-Ready-Label“ zunehmend Verbreitung findet. Dieses Label bescheinigt den Wärmepumpen die Fähigkeit, durch externe Steuersignale von einer rein wärmegeführten Betriebsweise abzuweichen. Diese Fähigkeit kann, wie gezeigt wurde, nicht nur dazu eingesetzt werden auch im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien zu erreichen sondern – in gewissen Grenzen – auch um die elektrischen Netze zu entlasten. Diesbezüglich müssen jedoch weitere technische und regulatorische Standards definiert werden.

5.3.2 Rückwirkungen auf die Infrastruktur

Jede Art von Infrastruktur unterliegt langfristigen Nutzungsänderungen. Das lässt sich heute bei Wasser-, Schienen-, Straßen- oder Fernmeldenetzen beobachten. Glasfasernetze für die Breitbandkommunikation oder Gleisanlagen für Hochgeschwindigkeitszüge werden für den zukünftigen Bedarf ausgebaut, Regionalverbindungen dagegen werden eingestellt und manche Gleisstrecke und mancher Bahnhof wird aufgegeben.

Die Weiterentwicklung der Netze für Strom-, Gas- und Wärmenetze erfolgt nach jeweils ähnlichen Strategien. Für die Vorplanung liegen jeweils Planungsprämissen vor, die das Ergebnis langjähriger Erfahrung bündeln. Aufbauend auf einer IST-Netzanalyse werden Vorgaben für Zielnetze definiert. Damit kann das optimale Netz rechnerisch bestimmt werden. Anhand einer Risikoanalyse kann für bestehende Netzbetriebsmittel der optimale Zeitpunkt für die Ersatzinvestition bestimmt werden. Die resultierenden Maßnahmen werden in einem Plan festgeschrieben und verfolgt.

Auch die Prämissen für die Zielnetzplanung werden von Zeit zu Zeit an neue Entwicklungen angepasst. In gewisser Weise gehört also die Frage nach den Auswirkungen von Power-to-Heat-Konzepten auf die Planung und den Betrieb der Netze zum „normalen“ Netzgeschäft. Komplexer ist die Frage, wie sich die Netze untereinander beeinflussen. Die Geschäfte im Bereich der „natürlichen“ Netzmonopole sind durch vielerlei Gesetze reguliert, so dass sich trotz erster Ansätze eine integrierte Zielnetzplanung der untereinander teilweise konkurrierenden Strom-, Gas- und Wärmenetze bisher nicht etablieren konnte. Die einzelnen Aspekte werden nachfolgend beschrieben.

Stromnetze

Beim Stromnetz wird zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilungsnetz unterschieden. Das Übertragungsnetz wird durch die Höchstspannungsebenen repräsentiert, beim Verteilungsnetz unterscheidet man nochmals zwischen überregionaler Verteilung mit der Hochspannungsebene (i.d.R. 110 kV) und der regionalen/örtlichen Verteilung mit der Mittel-/Niederspannungsebene. Die nachfolgende Analyse konzentriert sich auf das regionale Verteilungsnetz. Verteilungsnetze können sehr unterschiedlich sein. Die bisherige Klassifizierung der DENA in ländliche und städtische sowie Übergangs-Netze hat sich als zu grob erwiesen. Wichtige Klassifikationsmerkmale sind heute:

- Netzform (Strahlen-, Ring- oder Maschennetz)
- Elektrische Kenngrößen (Freileitungs-/Kabellänge, Transformatorleistung, Blind-/Wirkwiderstand)

- Elektrische Leistungen (EE-Einspeiser, BHKWs, Lasten, Blindleistungsbedarf)
- Bezogene Größen (Verbrauch pro Anschluss, Verbrauch pro Meter)
- Baualter

Stromnetzplanung

Bei der Netzplanung wird zwischen einem mittel- und langfristigen Planungshorizont unterschieden. In der langfristigen Planung (20 Jahre voraus) werden grundlegende Netzkonzepte entwickelt und eine Zielnetzplanung festgelegt. Die Planungsziele zur Erreichung einer angemessenen Versorgungssicherheit lassen sich in technische Ziele (Netzkapazität zur Aufnahme und Abgabe von Energie, einfache Betriebsführung, Automatisierungsgrad, Störungsstabilität, Spannungsqualität) und wirtschaftliche Ziele (geringe Verlustkosten, geringe Kapital- und Betriebskosten) gliedern. Die Einhaltung dieser Ziele wird von der Bundesnetzagentur mit der Anreizregulierung überwacht, wobei ein möglichst kosteneffizientes Netz bei vorgegebener Versorgungszuverlässigkeit und –qualität angestrebt wird.

- Die Entwicklung von Netzkonzepten folgt definierten Planungsprämissen, die Qualitäts-, Sicherheits-, Auslegungs- und Wirtschaftlichkeitsaspekte enthalten.
- Das „n–1“-Kriterium verlangt, dass der Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels durch andere Netzkomponenten kompensiert werden muss und nicht zum Ausfall des Systems führen darf.
- Messgrößen für die Versorgungsqualität ist die mittlere Dauer einer Versorgungsunterbrechung, die statistische Häufigkeit mit der ein Kunde von einer Störung betroffen ist sowie die statistische Zeit in Ausfallminuten, während denen ein Kunde pro Jahr rechnerisch nicht versorgt wird.
- Mit der sog. „Zollkopf-Kurve“ kann die zumutbare Unterbrechungsdauer in Beziehung zur Ausfalleistung gesetzt werden. So kann z. B. definiert werden, dass ein 24-stündiger Ausfall von 10 kW Anschlussleistung oder ein 1-minütiger Ausfall von 100 MW als gerade noch zumutbar angenommen wird. Dazwischen kann (im doppelt logarithmischen Diagramm) linear interpoliert werden oder es können bestimmte Obergrenzen in Ausfallzeit und/oder Ausfallarbeit gesetzt werden.
- Die Spannungsqualität ist ein entscheidendes Kriterium zur Bewertung von Netzen. Hier werden Merkmale wie Spannungseinbrüche und -gradienten, Versorgungsunterbrechungen, Flicker, Oberschwingungen sowie die Spannungssymmetrie bewertet. Zur Beschreibung der Qualität von Netzen gibt es eine ganze Reihe genormter Kennzahlen, bspw. den

„System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) oder den „Customer Average Interruption Duration Index“ (CAIDI).

- Für die Auslegung von Netzen spielt die Gleichzeitigkeit von Lastverläufen und spitzen eine entscheidende Rolle, da die notwendige Auslegungsleistung i.d.R. kleiner sein kann, als die Summe der Leistungen der angeschlossenen Verbraucher. In Gebieten ohne Gasversorgung ist mit zusätzlichen elektrischen Wärmepumpen oder Heizgeräten zu rechnen und das Verteilungsnetz wird entsprechend stärker dimensioniert, was in der Abbildung 5-20 zum Ausdruck kommt.

Spez. Leistung pro Anschluss [kVA]

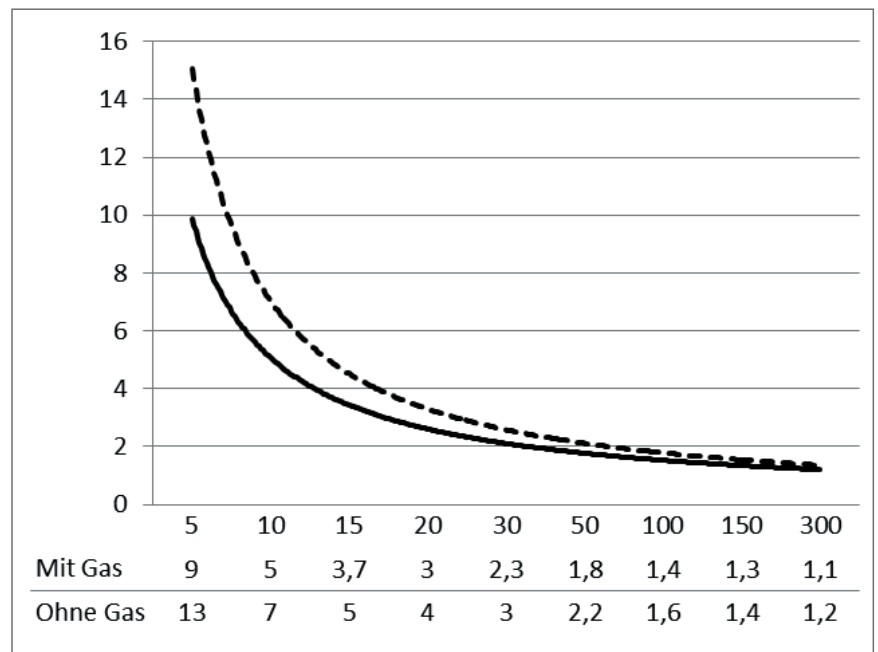


Abbildung 5-20: Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Dimensionierung von elektrischen Ortsnetzen mit/ohne Gasversorgungsnetz in Abhängigkeit von der Anzahl der Kundenanschlüsse

Grundsätzlich wird in Netzen zwischen statischen und dynamischen Lastfällen unterschieden. Statische Lastfälle werden anhand von Lastflussberechnungen untersucht.

- In der Vergangenheit war der Spannungsfall im Netz quasi allein von den Lasten bestimmt. Durch dezentrale Einspeisung (PV, BHKW) mit hoher Gleichzeitigkeit kann die Spannung im Netz ansteigen, so dass auch eine Lastflussumkehr möglich ist. Dezentrale Lasten (bspw. Wärmepumpen, E-Fahrzeuge) mit hoher Gleichzeitigkeit senken die Spannung ab. Beides kann zur Über-/Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes führen. In der Zukunft werden daher auch im Verteilungsnetz vermehrt aktive Komponenten wie bspw. regelbare Ortsnetzstationen oder Spannungslängsregler eingesetzt. Wie zusätzliche (ggf. aktive)

Komponenten im Verteilungsnetz die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen bleibt abzuwarten.

- Die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel und insbesondere der Kabel hängt von zahlreichen Parametern ab. Insbesondere die Bettung im Erdreich sowie ggf. auch die parallele Verlegung mehrerer Kabel sind auslegungsbestimmend.
- Der Einsatz hocheffizienter frequenzgesteuerter Antriebe sowie der Ausbau von PV-Anlagen mit entsprechenden Umrichtern führen zu nennenswerten Oberschwingungen im Netz. Durch Resonanzeffekte kann es zur Überlastung von Netzbetriebsmitteln oder zur Störung von Tonfrequenz-Rundsteueranlagen kommen.

Die Ziele von Netzplanung und -betrieb sind nicht notwendig deckungsgleich. Es gibt durchaus unterschiedliche Optimierungsziele des Netzbetreibers. Langfristig ist eine Minimierung der Gesamtkosten („Total Cost of Ownership“, TCO) sinnvoll. Als zusätzliche Randbedingung sind auch andere Ressourcen-Restriktionen (bspw. verfügbares Kapital od. kontinuierliche Auslastung des Stammpersonals) zu beachten.

Bereits bei der Netzplanung kommt der Versorgungszuverlässigkeit eine hohe Bedeutung zu. Mit probabilistischen Methoden kann die Zuverlässigkeit modelliert werden. Über das „n-1“-Kriterium hinaus können so nicht nur einzelne Ausfallereignisse, sondern auch systematisch alle Kombinationen untersucht werden. Dazu sind statistische Ausfallwahrscheinlichkeiten für alle Netzbetriebsmittel notwendig. Auf diese Weise können dann bspw. die Komponenten identifiziert werden, die den größten Einfluss auf die Systemzuverlässigkeit haben. Daneben können auch Maßnahmen ausgewählt werden, die unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten den größten Zuwachs an Versorgungszuverlässigkeit ermöglichen.

Für die Optimierung des Wartungs- und Instandhaltungs-Aufwandes wird heute schon auf moderne risikobasierte Konzepte gesetzt, weil bei gleichartigen Störungen die Konsequenzen für die angeschlossenen Verbraucher sehr unterschiedlich sein können. Aufgabe des Risiko-Managements ist es, Ausfallwahrscheinlichkeiten und Auswirkungen zu verknüpfen. Mit der Value-at-Risk-(VaR)-Methode wird die wahrscheinliche Wertänderung eines Anlagenportfolios zum Ende der Betrachtungsperiode bewertet. Das Portfolio besteht aus verschiedenen Betriebsmitteln mit unterschiedlichen Störungshäufigkeiten und Konsequenzen. Der Wert des Portfolios wird durch die durchgeleitete Energie, das gebundene Kapital sowie vom Zustand und der Wichtigkeit der Betriebsmittel bestimmt. Die statistischen Größen zur Portfoliobewertung können mit einer Monte-Carlo-Simulation variiert werden. Die VaR-Methode erlaubt also eine Aussage über die Kosten von

Netzstörungen innerhalb eines definierten Vertrauensbereichs und ist reinen Mittelwert-Betrachtungen deutlich überlegen.

Stromnetzbetrieb

Die Betriebszustände im Übertragungs- und überregionalen Verteilungsnetz werden heute kontinuierlich messtechnisch erfasst und von zentralen Warten aus beobachtet. Das regionale und örtliche Verteilungsnetz ist so ausgelegt, dass keine unzulässigen Betriebszustände auftreten sollten und eine Überwachung – zumindest bisher – nicht erforderlich ist. Die Auswirkungen von Schalthandlungen etc. im Übertragungs- und überregionalen Verteilungsnetz werden vor der Durchführung durch moderne Leitsysteme simuliert um sicherzustellen, dass das „n-1“-Kriterium auch danach eingehalten werden kann.

Durch die Verdrängung konventioneller Erzeugungsanlagen muss die Erbringung von Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Blindleistungs- und Kurzschlussleistungsbereitstellung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung) zukünftig verstärkt auch von dezentralen Einspeisern aus der Verteilungsnetzebene erbracht werden. Dies erfordert eine deutlich stärkere Automatisierung der Verteilungsnetze sowie neue Geschäftsmodelle im Stromvertrieb sowie im Netzbetrieb.

Der Anschluss neuer Kundengeräte ist durch die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) geregelt. Beispielsweise müssen Geräte, die mehr als 11 kW 3-phasig bzw. mehr als 4,6 kW Leistung einphasig aus dem Netz aufnehmen können, vom Netzbetreiber zum Anschluss an das Niederspannungsnetz genehmigt werden.

Die hohe Gleichzeitigkeit des Wärmebedarfs bei der Auslegung von elektrischen Heizsystemen einerseits und bei Windkraft- oder PV-Anlagen andererseits muss in den mittelfristigen Planungsprämissen und den TAB zukünftig stärker berücksichtigt werden.

5.3.3 Auswirkungen auf die Erbringung von Systemdienstleistungen für den Strommarkt

Die PtH-Technologie ist für die Erbringung von Systemdienstleistungen hervorragend geeignet, da sie einfach, verlässlich und kosteneffizient ist. Die wichtigsten Vorteile werden hier kurz zusammengefasst. Wird überschüssiger Strom für die Wärme- und Dampfproduktion eingesetzt, müssen für diese Menge keine fossilen Energieträger verwendet werden, was CO₂ einspart und die Abhängigkeit Deutschlands von Importen verringert. Diese Bereitstellung negativer Regelleistung mit PtH kann zudem den Aufbau der teuren Stromspeicherinfrastruktur begrenzen, wenn die Stromspeicher dadurch nur noch die positive Regelleistung übernehmen müssen.

Im Vergleich zu Stromspeichern sind PtH-Systeme kostengünstiger und haben einen höheren Wirkungsgrad. Die Einsatzgebiete reichen von der Fernwärme (Heißwasser) über industriellen Prozessdampf und ermöglichen so ein intelligentes und flexibles Lastmanagement, welches den ‚must-run‘ konventioneller Heizkraftwerke ersetzt. Dabei muss diese Technologie im Wettbewerb zu den bestehenden und zukünftigen Alternativen durchsetzen. Eine Minimierung von Überschüssen durch die Abregelung konventioneller Kraftwerke ist in zahlreichen Lastsituationen auf Grund des Must-Run-Sockels nicht möglich. In einem Szenario mit hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung ist ein flexibles Lastmanagement (DSM) ein entscheidender Faktor. PtH kann dies durch die gezielte Beeinflussung des Verbrauchs leisten. PtH kann dabei als „abschaltbare Last“ auch positive Regel- und Reserveleistung erbringen. Stromspeicher oder flexible Kraftwerke sind dann erforderlich, wenn die Stromerzeugung aus EE nicht ausreicht um die Last (nach Ausschöpfung der DSM-Potenziale, incl. PtH) zu decken. Die Umwandlung von Stromüberschüssen in Gas ist gegenüber der PtH Technologie deutlich ineffizienter und teurer. Perspektivisch wäre ein europäisches Supergrid eine weitere Option zur Flexibilisierung.

Abgrenzung und Einführung in Regelleistungsmarkt

Wesentlicher Bestandteil der vom Übertragungsnetzbetreiber zu erbringenden Systemdienstleistungen ist die Frequenzhaltung. Zur Erfüllung dieser Aufgabe benötigen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG und TenneT TSO GmbH als Verantwortliche für Systemstabilität und Systemsicherheit in der jeweiligen Regelzone Regelenergie. Die Frequenzhaltung wird durch die permanente Vorhaltung von Leistung und deren anforderungsgerechten Einsatz gewährleistet, die jeweils unterschiedlichen regelungstechnischen Zwecken dienen und für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes unerlässlich sind.

Die hier betrachteten Arten der Regel- bzw. Reserveleistung können in Primär-, Sekundär- und Tertiär- bzw. Minutenreserveleistung unterteilt und mit PRL, SRL bzw. MRL abgekürzt werden. Der folgende Abschnitt beschreibt die drei Produkte näher und verdeutlicht vor allem die Unterschiede in den Anforderungen an die Reaktionsgeschwindigkeit, Präzision der Regelung und Dauer der Verfügbarkeit.

Die Aufgabe der Primärregelung (PRL) ist eine möglichst rasche Stabilisierung der Netzfrequenz, falls diese durch ein unvorhergesehenes Ereignis (z. B. Kraftwerksausfall, Abweichung vom prognostizierten Stromverbrauch) destabilisiert wurde. Europaweit stehen innerhalb des Verbundsystems ENT-SO-E für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität ständig +/- 3.000 MW zur Verfügung. Dies entspricht den zwei größten Kraftwerksblöcken im Synchrongebiet und wird im Verhältnis der jährlichen Einspeisung auf die ÜNB aufgeteilt. Auf Deutschland entfallen davon etwa +/- 570 MW. Eine wichtige

Voraussetzung hierbei ist, dass die Teilnehmer jeweils in weniger als 30 Sekunden die kontrahierte PRL zur Verfügung stellen können. Diese Vorgabe schränkt den Kreis der Anbieter von PRL weitgehend auf thermische und hydraulische Großkraftwerke ein. Zudem müssen die teilnehmenden Kraftwerke die PRL für 2 x 15 Minuten (mit einer Pause von 15 Minuten) in beide Richtungen anbieten können. Die Aktivierung der PRL erfolgt proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert gemäß der Proportionalregelung. Auf eine zentrale Steuerung kann verzichtet werden, da der Abruf von PRL allein durch die verbundweit identische Netzfrequenz bestimmt wird. PRL wird wöchentlich ausgeschrieben. Ein Anbieter muss sowohl positive als auch negative PRL vorhalten. Vergütet wird nur die kontrahierte Leistung.

Die wichtigste Aufgabe der Sekundärreserveleistung (SRL) ist die Wiederherstellung des Netzfrequenz-Sollwertes und damit die Ablösung der PRL nach spätestens 15 Minuten. Die automatische Aktivierung erfolgt verursachergerecht. Das bedeutet, dass die Ausgleichsleistung in der Regelzone zu erbringen ist, in der die Abweichung hervorgerufen wurde. Festgestellt wird eine Abweichung in der Systembilanz durch den Abgleich der gemessenen Lastflüsse der Randintegrale der Übergabestellen der ÜNB mit den gemeldeten Fahrplänen. In Deutschland erfolgt der Einsatz von SRL gemäß den Aktivierungskosten (Merit Order Prinzip). Die SRL erfordert eine längerfristige Aktivierung von Leistungsreserven was z. B. innerhalb von thermischen, Steinkohle- und Pumpspeicher-Kraftwerken, GuDs und Kraftwerkpools möglich ist. Die hohen technischen Anforderungen an die Erzeugereinheiten (Bereitstellung der gesamten Regelleistung eines Anbieters in weniger als 5 Minuten, Laständerungsgeschwindigkeit von mindestens 2% der Nennleistung pro Minute) zeigen, dass SRL nicht als Reserve für länger andauernde Systembilanzstörungen gedacht ist. Auch SRL wird wöchentlich ausgeschrieben. Hier wird jedoch zwischen positiver und negativer SRL differenziert und sowohl Leistung als auch Energie werden vergütet.

Abhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme von SRL erfolgt der fallweise Einsatz der Tertiär- bzw. Minutenreserveleistung (MRL) durch die systemverantwortlichen ÜNB mittels der elektronischen Merit Order Liste (MOL). Entscheidend ist die Ablösung von SRL, weshalb die gesamte MRL z. B. durch konventionelle Kraftwerke oder regelbare Lasten (üblicherweise abschaltbare Lasten wie z. B. Nachtspeicherheizungen) innerhalb von 15 Minuten vollständig erbracht werden muss. Da die Abwicklung ohne kontinuierliches Regelsignal nach Fahrplanlieferung erfolgt, können auch technische Einheiten mit geringerem Leistungsvermögen eingesetzt werden. Der primäre Nutzen ergibt sich aus einem präventiven Einsatz von MRL, was eine wirtschaftliche Optimierung ermöglicht. Negative Minutenreserve kann durch die Aktivierung zusätzlicher Lasten oder die Reduktion bzw. Einstellung der Stromerzeugung z. B. in Großkraftwerken erbracht werden.

Berechnung RegelleLeistungsbedarf

Aus diesen Einflussfaktoren wird durch ein analytisches Verfahren der RegelleLeistungsbedarf berechnet (nach Consentec/Haubrich 2008). In Abbildung 5-21 ist dieser Prozess veranschaulicht. Dabei wird aus den Eingangsgrößen eine Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für die Bilanzabweichungen in einer Regelzone gefaltet. Nun kann für ein vorgegebenes Sicherheitsniveau die entsprechend vorzuhaltende Regelleistung bestimmt werden, um dieses im Jahresmittel zu erreichen. Bei der Bemessung der Regelleistung ist vorgesehen, dass diese für 1% der Jahresstunden zu knapp bemessen ist und der ÜNB andere Maßnahmen zur Systemstabilisierung ergreifen muss. Da mit steigendem Sicherheitsniveau die vorzuhaltende Menge überproportional steigt, wäre es aber gesamtwirtschaftlich ineffizient das Sicherheitsniveau weiter zu erhöhen. Nach diesem Verfahren bemessen werden allerdings lediglich SRL und PRL. Letzteres wird, wie bereits beschrieben, europaweit nach einem n-2 Prinzip bestimmt wird. Die Aufteilung zwischen MRL und SRL lässt sich nicht rein analytisch begründen, sondern entspringt der wirtschaftlichen Optimierung der ÜNBs. Als Grundlage für die Berechnung wurden in der Vergangenheit stets die Bilanzkreisabweichungen der letzten zwölf Monate herangezogen. Um der saisonalen Komponente der Bilanzkreisabweichungen Rechnung zu tragen wurde der Betrachtungszeitraum kürzlich geändert. Als Berechnungsgrundlage werden seit dem Q4 2014 jeweils die vier zurückliegenden Quartale der Vorjahre herangezogen.

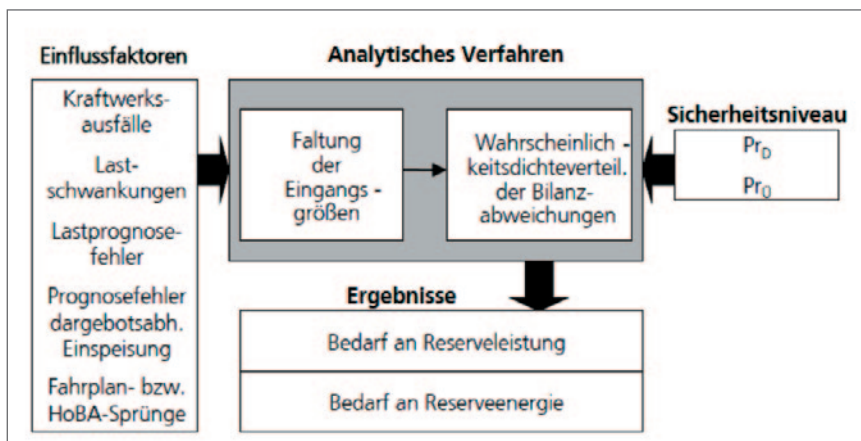


Abbildung 5-21: Verfahren zur Bemessung von Regelleistung [Haubrich 2008]

Ausschreibungsmenge

Die Gesamtreserve bestehend aus MRL und SRL befindet sich seit 2012 zwischen 3 und 4 GW auf der positiven und zwischen 4 und 5 GW auf der negativen Seite. Generell ist die Ausschreibungsmenge in der SRL im letzten Jahr gesunken. Ausnahme ist das Q4 2014 in dem erstmals die neue Berechnungsmethodik nach den Vorjahresquartalen angewandt wurde. In der MRL stellt sich die Situation ähnlich dar, wobei hier insbesondere auch im Q4 2014 die Ausschreibungsmenge zurück ging.

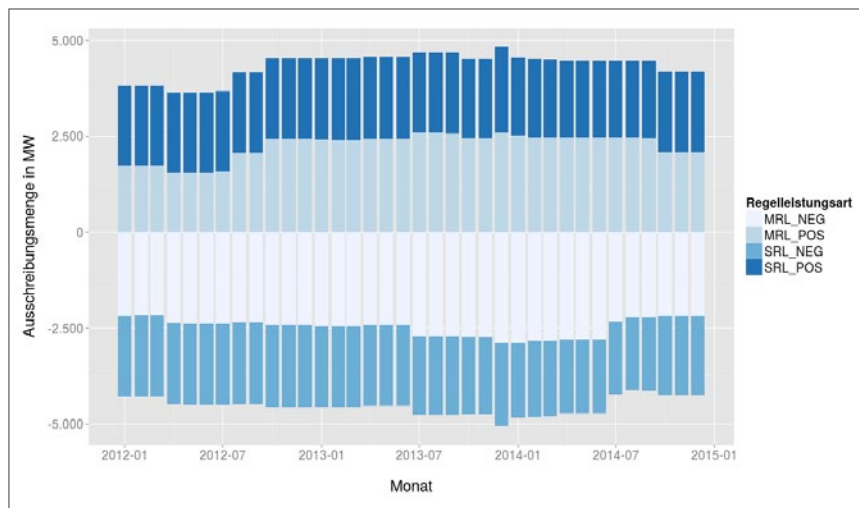


Abbildung 5-22: Historische Entwicklung Regelleistungsbedarf SRL / MRL

Quelle: eigene Darstellung, Daten von regelleistung.net

Rahmenbedingungen für die Beschaffung von Regelleistung

Seit 2001 existiert in Deutschland ein offener, transparenter und diskriminierungsfreier Markt auf dem die ÜNB ihren Bedarf an Regelleistung decken können. Die Regeln für diesen Prozess legt die BNetzA fest. An dieser als Wettbewerb gestalteten Ausschreibung nehmen zahlreiche Anbieter z. B. Kraftwerksbetreiber oder große Stromkunden teil. Durch das Pooling technischer Einheiten von Erzeugungsanlagen und regelbare Verbrauchslasten ist es auch für Kleinanbieter möglich, Regelleistung anzubieten. Seit dem 30.11.2007 ist für die gemeinsame Abwicklung der täglichen (MRL) bzw. wöchentlichen (SRL, PRL) Ausschreibungen der neu entwickelten markt-basierten Regelleistungsprodukte eine individuelle IT-Plattform eingerichtet worden. Der Netzregelverbund (NRV) ermöglicht so eine ökonomisch sinnvolle Kooperation der deutschen ÜNB durch den koordinierten Einsatz von Regelleistung.

Regelleistungsanbieter

Durch den erleichterten Marktzugang ist die Anzahl der Anbieter verschiedener Regelleistungsarten in den letzten Jahren stetig gestiegen (siehe Abbildung 5-23).

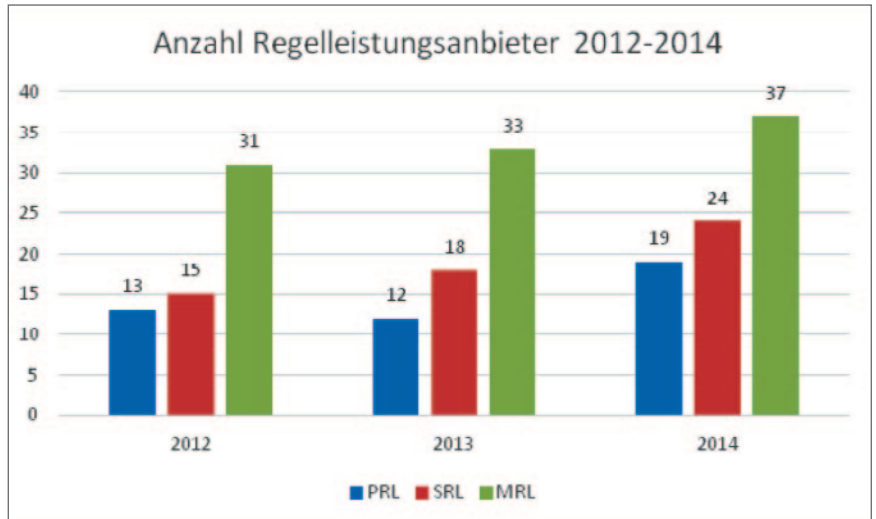


Abbildung 5-23: Anzahl Regelleleistungsanbieter, Quelle ENERSTORAGE, 2014

Aktuell sind Änderungen in den Präqualifikationsbedingungen in Diskussion, die es weiteren Anbietern erlauben, am Markt für Regelleistung teilzunehmen. So sind Ausschreibungszeiträume von 4 Stunden (MRL) und einer Woche (unterteilt in Nieder- und Hochtarif in der SRL) verlässlich nur von steuerbaren und damit vornehmlich konventionellen Energieerzeugern zu bedienen. Um auch volatile Stromerzeuger wie Windkraftanlagen sowie Pools von Stromverbrauchern (Demand Side Management) in den Markt zu integrieren, müssten die Ausschreibungszeiträume deutlich verkürzt werden, damit Prognosefehler in der Erbringung minimiert werden können [Agora 2014].

Preisentwicklung

Abbildung 5-24 stellt einen Überblick über die Erlöse dar, die durch die Vorhaltung der Leistung zu erzielen sind. PRL ist, ausgehend von den letzten Jahren und langfristig gesehen, das ertragsstärkste Produkt. Diese Leistung besteht nur aus einem Produkt, das insgesamt realisiert werden muss. SRL dagegen wird in vier Produkten ausgeschrieben und kann so von verschiedenen Anbietern mit unterschiedlichen Technologien erbracht werden. 2014 kam es zu einem deutlichen Preisverfall, insbesondere bei der negativen SRL. Die Einordnung folgt im nächsten Abschnitt. Die Erlöse aus der Vorhaltung von MRL werden in zweimal sechs Produkten erzielt. Das Erlöspotenzial unterscheidet sich stark. Während die positive MRL kaum Erlöse bringt, ist die negative MRL zwischen 00:00 und 08:00 Uhr sehr attraktiv.

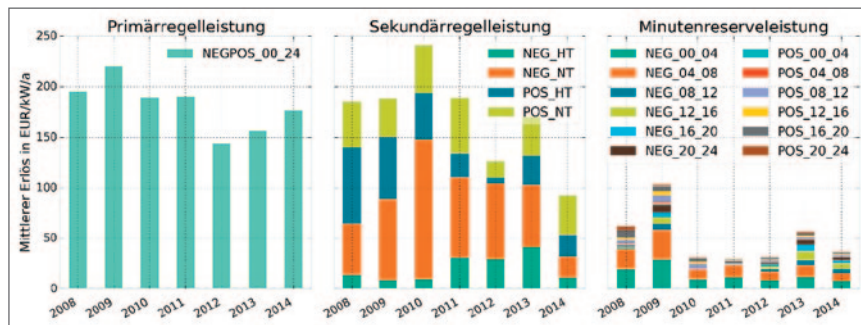


Abbildung 5-24 Preisentwicklung auf den unterschiedlichen Regelleistungsmärkten (Quelle: Fraunhofer ISE)

Für PtH ist SRL das auf absehbare Zeit erlösstärkste Produkt. Dieses wird im Folgenden erläutert.

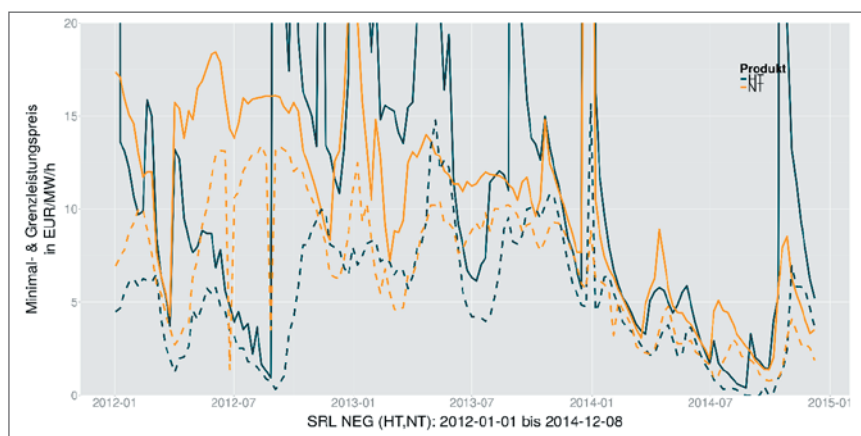


Abbildung 5-25 – Erlöse für die Vorhaltung von negativer SRL (Leistungspreis)

In Abbildung 5-25 sind die Erlöse für die Vorhaltung von SRL seit Anfang 2012 dargestellt. Diese sind seitdem sehr volatil, wobei sich die Produkte HT und NT oftmals auch gegenläufig entwickelt haben. Das Preisniveau war im Schnitt bis Ende 2013 bei ca. 10 € pro MW/h. Seit Anfang 2014 ist bei beiden Produkten ein starker Preisverfall auf unter 2,5 € pro MW/h zu verzeichnen. Im September kam es dann aber zu einem vorübergehenden Preisanstieg, insbesondere in der HT.

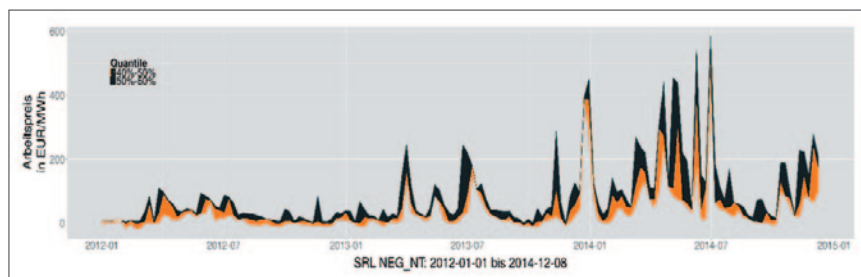


Abbildung 5-26 – Erlöse für die Erbringung von negativer SRL (Arbeitspreis)

Abbildung 5-26 bezieht sich auf den Arbeitspreis, der vor allem in 2014 eine gegenläufige Entwicklung genommen hat. Dargestellt sind die mitt-

leren Preise der Merit Order, d. h. die Positionen Q40-Q60. Hier zeigt sich ein deutlicher Anstieg, ausgehend von unter 50 €/MWh auf nun regelmäßig über 100 €/MWh mit Ausschlägen auf über 500 €/MWh.

Die Preisentwicklung in der negativen SRL ist für den Einsatz von PtH höchst relevant, da dieses Produkt auf absehbare Zeit die erlösstärkste Option ist. Aus der oben beschriebenen Entwicklung lässt sich nicht eindeutig feststellen, ob sich die Gesamtwirtschaftlichkeit von PtH-Anlagen seit 2014 wesentlich geändert hat. Festzuhalten ist jedoch, dass die Berechenbarkeit der Erlöse durch vergleichsweise sichere Zahlungen für die Vorhaltung deutlich zurückgegangen ist. Andererseits wird durch die höhere Vergütung der Arbeit ein vielfältigerer Einsatz der Anlagen möglich. Dadurch können nun wiederholt Arbeitspreise realisiert werden, die sowohl über den für Verbraucher zu zahlenden Stromnebenkosten (s. Kapitel 7.3.3) liegen und eine Position in der Merit Order für Arbeit darstellen, die signifikante Abrufe in Aussicht stellt.

PtH als Erbringer von Regelleistung

Eignung der Technologie

Die verschiedenen Technologien mit denen PtH möglich wird, sind in Kapitel 3.2.6 genauer beschrieben. Zur Erbringung von Regelleistung müssen vor allem zwei Eigenschaften besonders hervorgehoben werden: Die Regelbarkeit der Anlage sowie die spezifischen Investitionskosten. Hierbei unterscheiden sich insbesondere Elektrodenheizkessel (EHK) und Erhitzer (Widerstandsheizkörper). Während EHK stufenlos regelbar sind, bedarf es bei Erhitzern diskreter Schaltvorgänge, um die Leistung zu steuern. Zudem werden Erhitzer mit Niederspannung betrieben, was die Leistung pro technischer Einheit aufgrund der benötigten Stromstärke nach oben begrenzt. Erhitzer müssen daher ab einer Größe von 2–3 MW modular aufgebaut werden und erreichen ab dieser Leistung keine Skaleneffekte in den spezifischen Investitionskosten. EHK werden dagegen mit Mittelspannung betrieben und können damit höhere Leistungen bei verhältnismäßig geringeren Stromstärken erzielen. Durch die Bauweise bedingt werden EHK erst ab ca. 5 MW Leistung hergestellt. Dabei kann die Leistung einer einzelnen technischen Einheit durch das Hinzufügen weiterer Elektroden und eine proportional geringe Vergrößerung des Kesselvolumens auf bis zu 50 MW gesteigert werden. Dadurch wird eine starke Kostendegression im Vergleich zu Erhitzern erreicht. Auf der anderen Seite könnten Heizpatronen oder Durchlauferhitzer Kostenvorteile bieten, wenn sie in sehr großen Stückzahlen produziert würden (z. B. für die Hybridisierung konventioneller Gas- und Ölheizkessel, s. Kapitel 3.1.6) Bei den Kosten ist jedoch auch die leittechnische Anbindung zur Erbringung von Regelleistung, insbesondere für SRL, nicht zu vernachlässigen. Die hohen Anforderungen an Übertragungssicherheit und Redundanz haben erhebliche Auswirkungen auf die Rentabilität kleinerer PtH-Anlagen.

Einschätzung der besten Produkte

Ob ein Regelleistungsprodukt für einen Anlagentyp geeignet ist, hängt davon ab, ob positive oder negative Regelleistung erbracht werden soll und von der möglichen/geforderten Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Während letzteres für PtH kein Problem darstellt, sind die o. g. PtH-Anlagen derzeit i.d.R. auf die Erbringung negativer Regelleistung (Einschalten der PtH-Anlage) beschränkt. Daher kommen nur negative MRL und negative SRL in Frage, da PRL immer gleichzeitig als positive und negative PRL angeboten werden muss. Zwar kommen grundsätzlich alle Regelleistungsarten in Frage. Allerdings müsste hierfür dauerhaft ein positiver Arbeitspunkt gehalten werden. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist es jedoch – mit Ausnahme von Wärmepumpen unter gewissen Voraussetzungen – nicht wirtschaftlich Wärmegrundlast mit Hilfe von PtH zu decken. Anders verhält sich die Lage in Dänemark, wo bereits im großen Stil EHK in der Primärregelung zum Einsatz kommen. Dort wird PRL allerdings asymmetrisch ausgeschrieben. Die asymmetrische Ausschreibung von PRL wird im Moment auch in Deutschland diskutiert. Zur Erbringung positiver und negativer Regelleistung müsste permanent ein Arbeitspunkt gehalten werden, von dem aus Regelvorgänge in beide Richtungen möglich sind. PtH-Anlagen eignen sich daher im Moment am besten dazu, negative SRL oder negative MRL zu erbringen.

Bedeutung der Wärmesenke

Zur sinnvollen Integration in eine Bestandsanlage, ist es von entscheidender Bedeutung, eine ausreichend dimensionierte Wärmesenke zu finden, in der die aus Regularbeit erzeugte Wärme sinnvoll verwendet werden kann. Dabei kommen grundsätzlich sowohl Heißwasser- als auch Dampfnetze in Betracht. Entscheidend ist dabei jedoch, dass eine Wärmesenke die bei einem Regelvorgang entstehende Wärme vollständig aufnehmen können muss. Heißwassernetze sind häufig im Bereich Nah- und Fernwärme zu finden. Die Wärmelast ist hierbei allerdings ungleich über das Jahr verteilt. Während im Winter ein hoher Wärmebedarf besteht und häufig noch ein Spitzelastkessel zur Unterstützung benötigt wird, ist im Sommer der Wärmebedarf dagegen eher gering. Durch die von der PtH-Anlage aus Regularbeit erzeugte Wärme wäre es jedoch mitunter möglich, die Bestandsanlage über den Sommer herunter zu fahren. Allerdings erfolgt der Abruf von Regelleistung nur erratisch, weshalb die Integration eines entsprechend dimensionierten Wärmespeichers notwendig wird.

Derlei Probleme gibt es nicht bei großen Dampfnetzen, die häufig im industriellen Bereich zu finden sind. Der Bedarf an Prozesswärme ist im Gegensatz zum Bedarf an Heizwärme über das gesamte Jahr konstant. In der Dampfanwendung fungiert das Netz als Puffer, das durch eine Druckerhöhung den Abruf von Regelleistung zunächst auffängt und der Bestandsanlage Zeit gibt, nachzuregeln, z. B. durch reduzierte Zufuhr von Brennstoff.

Für PtH eignen sich Dampfnetze ab einer Erzeugung von ca. 20t/h Grundlast.

Der Einsatz von PtH ist insbesondere sinnvoll, wenn dieser in bivalenten (hybriden) Systemen erfolgt. Das klassische Beispiel für ein bivalentes System, das seinen Bedarf mit zwei unterschiedlichen Energiequellen deckt, ist das Fernwärmenetz eines Stadtwerkes. Aber auch ein Industriedampfnetz, das neben dem bestehenden Dampferzeuger (z. B. Gaskessel) mit einem EHK ausgestattet wird, fällt unter diese Definition. Grundsätzlich werden kurzfristige Stromüberschüsse in Dampf und Heißwasser und somit in unmittelbar nutzbare Energieformen umgewandelt. Während dieser Zeit entfällt der Verbrauch von konventionellen Energieträgern (meistens fossile Brennstoffe), wobei PtH jedoch nur dann als Substitut für andere Wärmeerzeuger eingesetzt wird, wenn es ökonomisch oder technisch sinnvoll ist. Dies ist dann der Fall, wenn Stromspitzen vorhanden sind und der Verbrauch an die Netzgegebenheiten angepasst werden muss.

Marktpotenzial Power-to-Heat

Die nationalen Marktanteile und -potenziale von PtH im Bereich der Fernwärme bzw. negativen Regelleistung wurden von verschiedenen Studien geschätzt.

Verbreitung von Power-to-Heat

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) hat die Potenziale von PtH für die nationalen Fernwärmenetze berechnet. Das theoretische PtH-Potenzial (Maximalwert) entspricht der deutschlandweiten Summenlast der Fernwärme. Das jederzeit verfügbare Potenzial (Minimalwert) entspricht der Minimallast eines deutschlandweit aggregierten Fernwärmelastgangs. Es zeigte sich, dass das theoretische Potenzial bei maximal 39.000 MW und das aktuell jederzeit verfügbare Potenzial bei 4.300 MW liegt [FfE 2013].

Der Markt für negative Regelleistung wird im Jahr 2014 für die Minutenreserve mit ca. 3.000 MW, für die Sekundärregelleistung mit ca. 2.000 MW angegeben [Agora 2014, S.8].

Ökonomische und ökologische Potenziale durch PtH-Anlagen

Aktuell müssen konventionelle Kraftwerke oberhalb ihres wirtschaftlich optimalen Punkts betrieben werden, damit sie für die negative Regelleistung zur Verfügung stehen. Je nach Bedarf wird die Leistung entsprechend nach unten reguliert. PtH-Anlagen könnten diese Aufgabe übernehmen und den überschüssigen Strom aufnehmen. „Im Jahr 2025 könnten die Power-to-Heat-Anlagen damit zu einer Reduktion der volkswirtschaftlichen Stromerzeugungskosten in Höhe von 100 – 200 Mio. € beitragen. Diese Einsparung würde deren Kapitalkosten deutlich übersteigen. Der positive Effekt fiel bei zu erwartenden Kostensenkungen der Power-to-Heat-Anlagentechnik noch größer aus.“

Durch den Einsatz der PtH-Technologie kam es 2012 zu einer CO₂-Ersparnis von 0,5% (1,36 Mio. t). Für 2025 wird eine CO₂-Reduktion des Stromsektors in Deutschland um 0,6 – 1% (1,3 – 2 Mio. t) prognostiziert [Böttger 2014].

Ausblick: weitere stromsystem-dienliche Wirkung von Power-to-Heat

Das Einsatzpotenzial von PtH für den hiesigen Strommarkt wird sofort ersichtlich, wenn man den Agora-Überblick zu Dänemark mit 44 Anlagen und 405,2 MW elektrische Leistung betrachtet. Da Deutschland über 14mal mehr Einwohner hat, benötigt es zumindest 616 Anlagen und eine elektrische Leistung von 5.673 MW, um damit zumindest gleichzuziehen. Davon sind wir aktuell weit entfernt. [Agora 2014, Anhang]

Reduzierung des Bedarfs für Stromspeicher durch PtH

PtH unterstützt den Ausbau der erneuerbaren Energien, da damit ein Teil der hochvolatilen Strommenge bis zu einem Anteil von etwa 60% praktisch und etwa 90% theoretisch auf diese Weise unmittelbar genutzt werden kann. Dies kann den Bedarf für Stromspeicher reduzieren, die im Vergleich zu PtH-Systemen deutlich höhere Investitionen erfordern. Die Agora-Studie (Agora 2014) kommt zu dem Ergebnis, dass zumindest in den nächsten 10–20 Jahren das Lastmanagement und damit die benötigte Flexibilität im Stromsystem auf jeden Fall kostengünstiger durch PtH bereit gestellt werden kann. Dabei ist zu betonen, dass das Ungleichgewicht zwischen Bereitstellung und Verbrauch nicht allein ursächlich durch die erneuerbare Energieerzeugung hervorgerufen wird, sondern auch auf der Sockellast vieler konventioneller Kraftwerksanlagen, die nicht steuerbar ist, beruht. PtH kann allerdings nur zusammen mit dem stromgeführten Einsatz von KWK-Anlagen, Lastmanagement sowie dem Stromhandel mit dem Ausland in den nächsten 20 Jahren ausreichende kostengünstige Flexibilität für den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage zu bieten. Eine exakte zeitliche Planung und Abschätzung der Verdienstmöglichkeiten mit PtH ist sehr schwierig. Der Grund hierfür liegt in den komplexen Einflussfaktoren: Investitionskosten für neue Speichersysteme, Verfügbarkeit von alternativen Flexibilitätsoptionen (wie neuen flexiblen Stromverbrauchern) sowie der Art und Geschwindigkeit des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. [Agora 2014-2]

Die direkte Nutzung des Stroms ist einer Stromspeicherung sowohl ökonomisch als auch klimapolitisch vorzuziehen, da jede Speicherung mit hohen Kosten und Wirkungsgradverlusten (sehr hoch insbesondere bei Power-to-Gas) verbunden ist. Entgegen der vorherrschenden Meinung, dass der Wirkungsgrad bei der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien keine Rolle spielt, spiegelt sich ein schlechter Wirkungsgrad direkt im Ausbaubedarf der EE-Anlagen wider. Die energiewirtschaftliche Bedeutung der PtH-Technologie zeigt sich auch in den Ergebnissen zum Speicherbedarf. Hierbei wird angenommen, dass sich KWK-Anlagen sowohl mittels Wär-

mespeicher als auch über eine PtH-Anlage flexibilisieren lassen. Innerhalb Deutschlands wird hierbei langfristig ein aggregiertes PtH-Potenzial im Fernwärme-Bereich von 11 GW und 3 GW im Bereich Industrie-KWK angenommen. [IWES 2014]

PtH als sektorenübergreifende Energiespeicher- bzw. Flexibilisierungstechnologie

Der Zubau von Stromerzeugern auf Basis volatiler erneuerbarer Energien ist nicht unmittelbar mit einem erhöhten Bedarf an Stromspeichern verbunden. Die Potenziale der Flexibilisierung der Last (DSM, insbes. mit PtH-Anlagen) sowie der verbleibenden konventionellen Stromerzeugung sind vorrangig auszuschöpfen. Erst wenn dieses Potenzial erschöpft ist, müssen Stromspeicher zum Einsatz kommen. PtH bringt den Strom- und Wärmesektor auf eine sehr einfache, aber effektive Weise zusammen. Diese Sektorkopplung lässt sich auch noch auf fossile Energieträger ausdehnen: Durch den Einsatz von PtH werden insbesondere fossile Energieträger eingespart, die heute den Wärmemarkt dominieren. Da die eingesparten fossilen Energieträger (vorrangig Erdgas und Heizöl) bereits in speicherbarer Form vorliegen, lässt sich auf diese Weise ein großes Potenzial für die Langzeitspeicherung (saisonal und länger) erschließen, welches dann bei EE-Mangel wieder im Stromsektor genutzt werden kann. Darüber hinaus sollte für die durch den Einsatz von PtH-Anlagen vermiedene CO₂-Emission (infolge Nicht-Verbrennung fossiler Energieträger) eine entsprechende Gutschrift erfolgen.

Die Vorteile, die sich daraus ergeben, sind vielfältig. So wird durch die Nutzung und Speicherung von Strom in Form von Wärme der Anteil an Must-run-Einheiten (i.d.R. wärmegeführte Heizkraftwerke und KWK-Anlagen) reduziert. Must-run-Einheiten führen bei einem hohen Dargebot aus erneuerbaren Energien zu zusätzlichen Überschüssen und damit zu negativen Strompreisen. Ein weiterer Vorteil der Nutzung von PtH in Verbindung mit Wärmespeichern und -netzen ist die Verlagerung von Schwankungen mit hohen Gradienten aus dem Stromsektor in den Wärmesektor, der diese aufgrund seiner Trägheit i.d.R. gut aufnehmen kann. Beide Einsatzmöglichkeiten sind kostengünstig und technisch einfach realisierbar. [Agora 2014-2]

Volkswirtschaftliche Vorteile durch PtH-Systemdienstleistungen

Aktuell gibt es auf dem deutschen bzw. europäischen Strommarkt diverse Problemstellungen, die oft auf einer unzureichenden Verteilung der erzeugten Energie beruhen. PtH könnte in entscheidendem Maße dazu beitragen, diese Herausforderungen auf elegante Weise in Chancen und Potenziale zu verwandeln. Die Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Gesetzgebung diese Leistungen durch stabile Regelungen absichert und angemessen vergütet. Netzengpässe und negative Preise an der Strombörse führen im Moment noch viel zu oft zu einer Drosselung von EE-Anlagen. Sehr seltene

und hohe Spitzen der EE-Stromerzeugung werden auch durch PtH nicht wirtschaftlich genutzt werden können. Dennoch kann durch PtH ein großer Teil dieser ansonsten nicht oder nur mit hohem Aufwand nutzbaren Sonnen- und Windenergie sinnvoll eingesetzt werden, indem sie relativ kostengünstig zur Wärmeerzeugung verwendet wird. Dies führt insgesamt zu einer Flexibilisierung des gesamten Systems, zu einer geringeren Ökostromumlage und Umweltbelastung durch CO₂ und zu einer Entlastung der Volkswirtschaft bzw. des Endverbrauchers. Ein wichtiger erster Schritt, um die systemrelevante Technologie PtH zu unterstützen, wäre die Senkung der EEG-Umlage von aktuell 6,24 Cent auf marktwirtschaftlich realistische 1,5 Cent. [Agora 2014]

PtH als potenzielles Substitut für konventionelle Energien / Kraftwerke

Die Energiewende im Strombereich schafft einen Start für einen Einsatz von PtH im Wärmesektor. Das Potenzial von PtH ist mit der Verfügbarkeit von CO₂-freiem Strom verbunden. Somit kann Strom aus erneuerbaren Energien, der abgeregelt werden müsste, mittels PtH für den Wärmesektor genutzt werden. Langfristig ist von einer Wärmebereitstellung von bis zu 115 TWh auszugehen. Für 2025 und bei einem EE-Anteil von rund zwei Drittel der Stromerzeugung scheint eine Erdgas-Einsparung in Höhe von 17 TWh möglich. Bei zunehmender Kopplung der Sektoren Strom und Wärme ist eine Erhöhung auf 65 TWh Erdgas-Einsparung möglich. [IWES 2014-2]

PtH ist bei der Bereitstellung von Regelleistung und damit von Netzflexibilität aktuell die Technologie mit der höchsten Marktreife und Wirtschaftlichkeit. Zusätzlich stünde durch deren Ausbau auch ein effektives und ökonomisches wie ökologisches Substitut für konventionelle, zunehmend unwirtschaftliche und zudem umweltbelastende Kraftwerksanlagen bereit. Um das volle Potenzial von PtH nutzen zu können, z. B. als Regelleistungselement in den Verteilnetzen bedarf es jedoch regulatorischer Anpassungen. [Götz 2013]

5.4 Zwischenfazit

Die Energiewende wird die leitungsgebundene Energieversorgung ganz grundsätzlich verändern und einen großen Anpassungsbedarf erzeugen. Daraus resultieren Wechselwirkungen auf allen Ebenen. Dabei sind insbesondere die Anlagen zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe betroffen, die ihre Betriebsweise an das aktuelle Dargebot der fluktuierenden erneuerbaren Energien anpassen müssen. Die Nutzung der in den betrachteten Szenarien noch zulässigen Restmengen fossiler Brennstoffe erfordert möglichst effiziente Umwandlungstechnologien

sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor. Elektrischen Wärmepumpen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu.

Die kontinuierliche Revision von Planungsprämissen für leitungsgebundene Energieträger ermöglicht mit ausreichend zeitlichem Vorlauf die Reaktion auf sich ändernde Rahmenbedingungen. Bei einer ggf. geplanten Erschließung bislang ausschließlich elektrisch versorgter Quartiere mit Gas oder Nah-/Fernwärme ist dies im Hinblick auf ihre Nachhaltigkeit zu untersuchen.

Insbesondere die heute angesetzten Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Vorplanung sowie die Standardlastprofile für die Bilanzkreisbewirtschaftung müssen an die sich ändernde Situation angepasst werden. Durch einen gesteuerten Betrieb können PtH-Systeme aber auch zu einer gewissen Netzentlastung bei hohem EE-Dargebot beitragen und somit die Spannungshaltung in den Verteilungsnetzen unterstützen indem der Strom aus erneuerbaren Quellen zeit- und ortsnah genutzt wird. Auf diese Weise lässt sich auch der Ausbaubedarf für Stromspeicher reduzieren.

PtH-Systeme sind technisch gut geeignet um Regelleistung zu erbringen. Besonders interessant ist dabei aktuell die Bereitstellung von negativer Sekundär-Regelleistung.

5.5 Literatur zu Kapitel 5

zu Kapitel 5.1

BNetzA 2014

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt; Monitoringbericht 2014, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 14. November 2014

Prognos 2013

Prognos im Auftrag des BDEW; Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Berlin, 11. Juli 2013.

zu Kapitel 5.2.1

Prognos 2014

Prognos im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie

Evaluierung des KWKG im Jahr 2014 (Endbericht zum Projekt I C 4 – 42/13). Berlin, 01. Oktober 2014.

Prognos 2013

Prognos im Auftrag des BDEW; Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Berlin, 11. Juli 2013.

Pels Leusden, Köhler 2013

Pels Leusden, C., Köhler, S.; Provision of Balancing Power and Storage Capacity by Flexible CHP Systems, Beitrag zur 8. Internationalen Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien IRES, Berlin, 2013

Köhler, Pels Leusden 2014

Köhler, S., Pels Leusden, C.; Potentialanalyse flexibilisierter KWK-Anlagen, Beitrag zum 46. Kraftwerkstechnischen Kolloquium, Dresden, 2014

zu Kapitel 5.2.2

Lüking 2011

Lüking, R.-M.: Die Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplung: ein Vorschlag zu einem neuen Bewertungsansatz. Bauphysik 33 (2011), Heft 6: S. 329–337

Sperlich 2002

Sperlich, Volker: Übungsaufgaben zur Thermodynamik mit Mathcad. Leipzig 2002

Luther 2012

Luther, Gerhard: Bewertung von getrennter und gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung. Bauphysik 33 (2012), Heft 6: S.302–303

Agenda 2009

Agendagruppe Lahr: Schlussbericht, Zweijähriger Feldtest Elektro-Wärmepumpen am Oberrhein. 2009

Hecking 2008

Hecking, Benedikt et al.: Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebestand – Übersicht und erste Ergebnisse aus einem Feldtestmonitoring. 2008

Miara 2010

Miara, Marek: Wärmepumpen in der Praxis. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2010

zu Kapitel 5.3.1

Brunner 2013-1

Brunner, Braun, Tenbohlen; Heat pumps as important contributors to local demand side management, IEEE PES PowerTech 2013, Grenoble, Juni 2013.

Brunner 2013-2

Brunner, Braun, Tenbohlen; Wärmepumpen als Möglichkeit zur Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen. Internationaler ETG-Kongress, Berlin, November 2013.

Brunner 2014

Brunner, Schäfer, Rudion, Tenbohlen; Auswirkungen unterschiedlicher Jahreszeiten auf den Beitrag von Wärmepumpen zur Spannungshaltung, VDE-Kongress „Smart Cities – intelligente Lösungen für das Leben in der Zukunft“, Frankfurt, Oktober 2014.

DIN 15450

DIN 15450: Heizungsanlagen in Gebäuden – Planung von Heizungsanlagen mit Wärmepumpen. DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin.

Stat 2012

Statisches Bundesamt, Bauen und Wohnen. Baugenehmigungen/Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie, 2012, Wiesbaden

BWP 2013

BWP-Branchenstudie 2013. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Bundesverband Wärmepumpe e.V., Berlin.

Jordan 2005

Jordan, Vajen (2005). DHWcalc: Program to generate domestic hot water profiles with statistical means for user defined conditions. Proceedings of the 2005 ISES Solar World Congress, Orlando (FL), USA 2005.

zu Kapitel 5.3.3

Haubrich 2008

Haubrich, H.-J.; Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs im Auftrag der BNetzA, Consentec, Aachen 2008

Agora 2014

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Agora Energiewende, Studie 2014

Agora 2014-2

Stromspeicher in der Energiewende, Agora Energiewende, Studie 2014

FfE 2013

Pressemitteilung: Energiepolitik im neuen Koalitionsvertrag: PtH als ein zentrales Element im Wärmemarkt, FfE 2013

Böttger 2014

Böttger, D.; Bruckner, T.; Kosten- und CO₂-Effekte von Power-to-Heat im Markt für negative Sekundärregelleistung), 13. Symposium Energieinnovation, 2014, Graz/Austria

IWES 2014

ROADMAP SPEICHER – Studie im Auftrag des BMWi, 2014

IWES 2014-2

Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende, Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, 2014

Götz 2013

Götz, M. et al.; Economic Potential of the “Power-to-Heat” Technology in the 50Hertz Control Area, ENERDAY – 8th Conference on Energy Economics and Technology, Dresden, 2013

6 Kostenoptimale Langfristszenarien 2050 – Rolle Strom-Wärme

Um die in Kapitel 2.2 dargestellten klimapolitischen Ziele kostenoptimal zu erreichen, wurden mittels eines Modelles zur sektorübergreifenden Zubau-optimierung des Fraunhofer IWES die Technologie- Zusammensetzung, der Kraftwerkseinsatz und Energiebilanz verschiedener Langfristszenarien 2050 ermittelt. Dabei werden die in den Kapiteln 3 bis 5 dargestellten Technologien und Entwicklungen weitestgehend berücksichtigt. Die Ergebnisse werden mit der reinen stromsektoralen Betrachtung der VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ (Abschnitt 2.3) verglichen.

6.1 Annahmen

Wie bereits in Abschnitt 2.2 dargestellt werden verschiedene Szenarien für ein kostenoptimales Energieversorgungssystem ermittelt. Zielfunktion ist dabei die Minimierung der annuitätischen Kosten (Investitions- und Betriebskosten) des Jahres 2050 unter Einhaltung der Emissionsgrenzwerte und unter Deckung der Nachfrage in den Bereichen Strom und Wärme. In den Bereichen Verkehr und Industrie wird dabei nicht die Investitionsentscheidung bzw. der Technologiemix optimiert sondern ein vorher definiertes Anlagenbestand betriebskostenoptimal eingesetzt.

Es werden 3 Szenarien gerechnet, wobei die Szenarien –80% und –85%Eff im Mittelpunkt stehen:

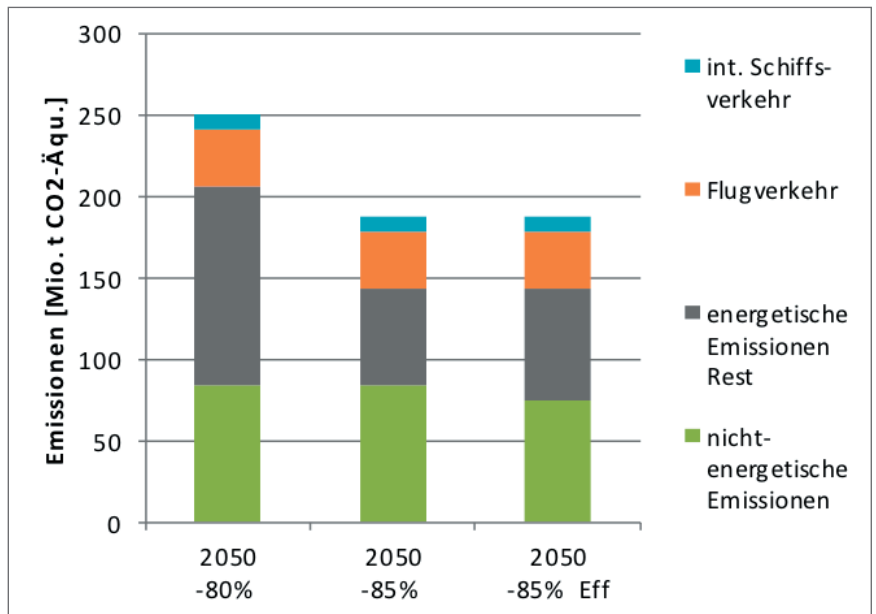
–80% THG-Emissionen, höhere nichtenergetische Emissionen, mittlerer Anteil E-Mobilität, hoher Prozesswärmebedarf mit höherem Erdgas-Anteil (nationales THG-Minimalziel)

–85% THG-Emissionen, höhere nichtenergetische Emissionen, mittlerer Anteil E-Mobilität, hoher Prozesswärmebedarf mit höherem Erdgas-Anteil (Berücksichtigung der Rückwirkungen des europäischen Minimalziels von –80% THG, welches für Deutschland höhere Anforderungen zur Emissionsreduktion erfordert in Höhe von –85% THG)

–85% Effizienz, mittlere nichtenergetische Emissionen, hoher Anteil E-Mobilität, mittlerer Prozesswärmebedarf mit mittlerem Erdgas-Anteil (Berücksichtigung des europäischen THG-Minimalziels für Deutschland)

Die Ziele der Bundesregierung die direkt als Vorgaben für die Energiesystemmodellierung wirken sind:

- Die Reduktion des herkömmlichen Nettostromverbrauchs um –25% bis 2050 ohne neue Stromverbraucher (Wärmepumpen, PtH, Klimatisierung, industrielle Prozesswärme, Elektromobilität)
- Reduktion der THG-Emissionen in den Szenarien: –80% / –85%; sektorübergreifend für Strom, Wärme, Verkehr, Industrie und inkl. nichtenergetische Emissionen und internationalen Verkehr
 - Bei ambitionierteren Szenarien (–85% Eff) entsprechend höhere Einsparungen im Bereich der nichtenergetischen Emissionen: Reduktion von 85 Mio. t CO₂ auf 75 Mio. t CO₂ in –85% Eff (siehe Abbildung 6-1)
- Hohe Reduktion des Wärmebedarfs bei Haushalten und GHD gemäß dem Zielszenario der Energiereferenzprognose [Prognos 2014].
- Endenergie und Technologiemix Straßenverkehr: Erdgas-Szenario B der Leitstudie 2011 welches Elektromobilität (48 TWh_{el}/a, 436 Mrd. Pkm entspr. 55% des Individualverkehrs) und die emissionsärmere Gasmobilität (EE-Anteile durch Einspeisung und Beimischung von P2G zum Erdgasnetz sind Teil des Ergebnisses der Szenariorechnung) kombiniert [DLR et al. 2012]; eigene Anpassungen hinsichtlich Flugverkehr (Verdoppelung Verkehrsaufkommen unter Effizienzsteigerung)
 - Bei ambitionierteren Szenarien (–85% THG) wird sensitiv eine höherer Anteil an Elektromobilität (67 TWh_{el}/a, 609 Mrd. Pkm entspr. 76% des Individualverkehrs) und ein entsprechender geringer fossiler Kraftstoffverbrauch in –85% Eff unterstellt.
- Der Energieverbrauch Industrie basiert auf den derzeitigen Produktionsmengen und einer hohen Umsetzung der Potenziale für elektrische Verfahren und Wärmepumpen (siehe Tabelle 4-14). Dabei werden die Stromverbräuche in den Branchen Chlor, Ammoniak, Primär-Aluminium und Stahlproduktion als monovalente Verfahren abgebildet. Der verfahrensbedingte monovalente Erdgasverbrauch variiert in den Szenarien von 116,7 TWh/a (–80%) bis 87,5 TWh/a (–85% Eff). Der verbleibende nicht von Wärmepumpen (bis 140°C) oder monovalente Verfahren zu deckende Verbrauch kann durch hybride Systeme (z. B. KWK+PtH in Dampfanwendungen) gedeckt werden. Zudem wird in ambitionierteren Klimaschutzszenarien eine Reduktion des Prozesswärmebedarfs bis auf das Niveau des Zielszenarios der Energiereferenzprognose [Prognos 2014] unterstellt.
- Für Biomasse wird eine restriktive Nutzung von 2 Mio. ha NaWaRo (derzeitige Anbauflächen von Energiepflanzen in Deutschland) mit Schwerpunkt Biokraftstoffe unterstellt, sowie die Nutzung von Reststoffen und Holz (Bestand dezentraler Holzheizungen und Bestand Industrie und Potenzialausschöpfung von Holz als Erdgassubstitut für bivalente Anwendungen).



Quelle: Fraunhofer IWES nach UBA 2014a, Fortschreibung der historischen Entwicklung der nichtenergetischen Emissionen 80%, Leitstudie 2011 (85%), UBA 2014b 90%

Abbildung 6-1: THG-Emissionen Deutschlands: 80% bis 85% THG-Reduktion

Das Modell basiert auf einer kontinuierlich/linearen Optimierung über ein gesamtes Wetterjahr in stündlicher Auflösung. Es kann sowohl für Europa als auch nur für Deutschland eingesetzt und variabel an verschiedene Fragestellungen angepasst werden. Minimiert werden die annuitätischen Kosten (Kapitalkosten, fixe und variable Betriebskosten) eines Zieljahres unter den Randbedingungen von CO₂-Grenzwerten und der Deckung der Energieverbräuche. Optimiert werden dabei die Anlageninvestition im Strom- und Wärmemarkt und der Anlageneinsatz in allen Sektoren. Das Modell basiert auf räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Eingangsdaten zu Flächenpotenzialen (GIS), EE-Ressourcen, Bevölkerungsanteil, Wärmeverbräuchen, COP-Kennlinien u. a.

Entsprechend der Methodik der vorliegenden Studie wurde eine Begrenzung des Untersuchungsrahmens auf Deutschland (als Insel) und eine Differenzierung in 4 Wärmemärkte gewählt (Haushalte und Gewerbe, Industrie-Wärme unter 140 °C für Wärmepumpen, Industrie-Wärme bis 500 °C vorwiegend in Dampfanwendungen, Industrie-Wärme über 500 °C und monovalente Verfahren). Dabei werden innerhalb Deutschlands keine Netzengpässe berücksichtigt. Wärmenetze sind vereinfacht mittels der Energiebilanz zur Deckung des tages- und jahreszeitlichen Wärmebedarfs bei entsprechenden Verlusten abgebildet. Das Gasnetz weist keine Restriktionen hinsichtlich Transport- und Speicherkapazität auf.

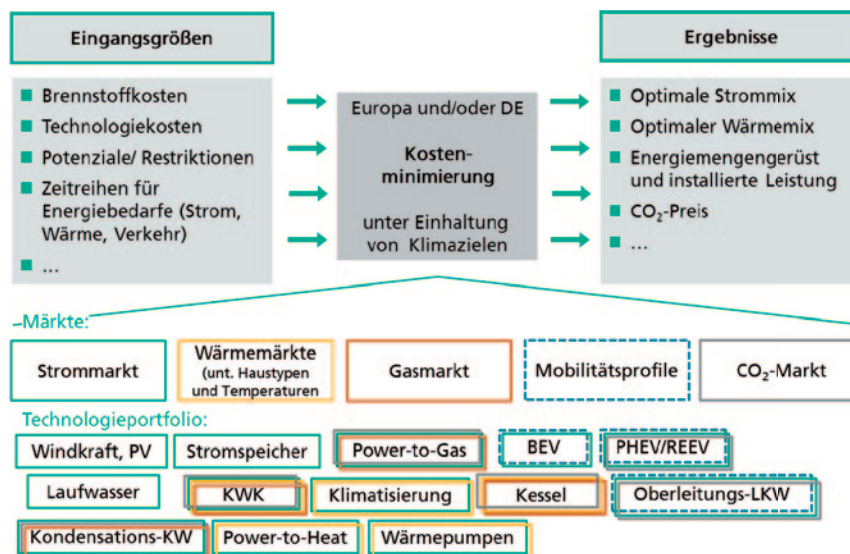


Abbildung 6-2: Modell sektorübergreifende Zubauoptimierung Fraunhofer IWES

Folgende detaillierte Annahmen liegen den Modellrechnungen für 2050 zugrunde:

- Wetterjahr 2006 (welches relativ zu anderen Wetterjahren durchschnittlich hinsichtlich EE-Erzeugung und Heizbedarf ist)
- Anstieg des fossilen Erdgaspreises von heute 8 €/GJ auf 13 €/GJ. Der Preis für CO₂-Zertifikate im Sinne von CO₂-Vermeidungskosten wird modellendogen als Grenzkosten durch die Simulation bestimmt. Einheitlicher Zinssatz von 5%.
- Bestandsanlagen: Wasserkraft, Pumpspeicher, Müllverbrennung, Klärgas
- Szenariofestlegung und Flexibilität
 - E-Mobilität (Differenzierung nach BEV/PHEV und Nutzergruppen (Klein, Mittel, Groß, LNF), Fahrprofile nach MiD und KiD, 60% Teilnahme am DSM, Differenzierung Ladeleistung nach Normal/Schnell/ Zukunftstechnologie und Tag/Nacht – Werktag/Samstag/Sonntag)
 - Klimatisierung Gewerbebereich (13 TWhel, 26 GW, thermischer Kurzzeitspeicher)

Zur Deckung der Wärmenachfrage können folgende Technologien mit entsprechenden Flexibilitäten (Wärmespeicher, hybride Anlagentechnik) durch die Kostenoptimierung ausgeprägt werden:

- Fernwärmesysteme können bis zu 25% des Wärmemarktes Haushalte und Gewerbe abdecken [QUELLE – IER Stuttgart] (technisches Ausbaupotenzial – die wirtschaftliche Umsetzung dieses Potenzials wird durch die Simulation ermittelt), Systeme mit Großwärmepumpen können dagegen nur 10% des Wärmemarktes bzw. 40% des Fernwärmepotenzials abdecken.

- Dezentrale Wärmepumpen
 - Sonden-/Sole-WP (JAZ 4,4; Invest. 4.430 €/kW_{el} [Quelle: BMU: in Anlehnung an – Integrierte Wärme- und Kältestrategie]; Speicherdauer 6h Altbau bzw. 9h Neubau) und Gas-WP (HZ 1,6; Invest. 2.160 €/kW_{el}) können insgesamt bis zu 40% des Wärmemarktes Haushalte und Gewerbe abdecken
 - Das Potenzial für Luft-WP (JAZ 3,7; Invest. 3.330 €/kW_{el} [Quelle: in Anlehnung an – BMU: Integrierte Wärme- und Kältestrategie]; Speicherdauer 6h Altbau bzw. 9h Neubau) wird als unbegrenzt unterstellt.
- PV: im gleichen Verhältnis Dachanlagen (712 €/kW_p) und Freiflächenanlagen (568 €/kW_p) (Quelle: in Anlehnung an – ISE Kosten EE – mittlere Kostendegression)- Ertrag standortspezifisch (da Freiflächenanlagen deutliche Kostenvorteile aufweisen, andererseits aber eine Solarstromversorgung nur auf Basis von Freiflächen nicht realistisch erscheint (aktueller Ausbau, Eigenstromnutzung) werden beide Technologien aneinander gekoppelt.
- Wind: Onshore – Differenziert wird zwischen Schwachwindanlagen (1.600 €/kW), Mittelwindanlagen (1.305 €/kW) und Starkwindanlagen (1.270 €/kW) (unterschiedliche Nabenhöhe und Rotor-Generator-Verhältnis) sowie Offshore (2.500 €/kW) (Quelle: IWES eigene Annahmen) – Ertrag und Flächenausnutzungspotenzial standort- und technologiespezifisch
- Kondensationskraftwerke: GuD (62% Wirkungsgrad; 900 €/kW_{el}) und Gasturbinen (42% Wirkungsgrad; 400 €/kW_{el})
- Batteriespeicher (84% Wirkungsgrad; 568 €/kW_{el}); Power-to-Gas inkl. Methanisierung und Einspeisung ins Erdgasnetz (60% Wirkungsgrad; 1.000 €/kW_{el}) (Quelle: Roadmap Speicher – IWES, IAEW, SUER)
- KWK-Systeme (Zubau und Dimensionierung in Bezug auf Wärmehöchstlast), Entnahmekondensationsanlagen [Quelle: BMU: in Anlehnung an – Integrierte Wärme- und Kältestrategie]
 - Fernwärme 15%-Netzverluste
 - GuD-KWK (51% el. KWK-Wirkungsgrad, 85% Gesamtwirkungsgrad; Invest. 1.200 €/kW_{el}) 9h Speicherdauer bezogen auf therm. KWK-Leistung
 - Großwärmepumpe: JAZ 2,5, Invest. 500 €/kW_{el},
 - Elektrodenkessel: 99% Wirkungsgrad Invest. 100 €/kW_{el}
 - Freiflächensolarthermie: 200 €/kW_{th}⁵
 - Industrie
 - 43,5% el. KWK-Wirkungsgrad, 85% Gesamtwirkungsgrad; Invest. 1.200 €/kW_{el}) 1h Speicherdauer bezogen auf therm. KWK-Leistung
 - Elektrodenkessel: 99% Wirkungsgrad Invest. 100 €/kW_{el}

⁵ Die Potenziale der Freiflächensolarthermie machen eine weitere Differenzierung zwischen Fernwärme und Nachwärme sowie innerstädtischen und kleinstädtischen/Randgebiet-Wärmesenken notwendig. Im Rahmen dieser Studie wird eine weitere Differenzierung nicht vorgenommen und vereinfacht nur von einer Fernwärmeklasse ausgegangen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf

- Industrie-Großwärmepumpen bis 140°C: JAZ 3,5; 650 €/kW_{el}
- Des Weiteren: Solarthermie-Dachanlagen + Brennwertkessel + Heizstab;
Solarthermie-Industrieprozesswärme, Heizwerk + Elektrodenkessel;
Gasturbinen mit Abhitzekeessel (KWK)

6.2 Lösungsraum 2050

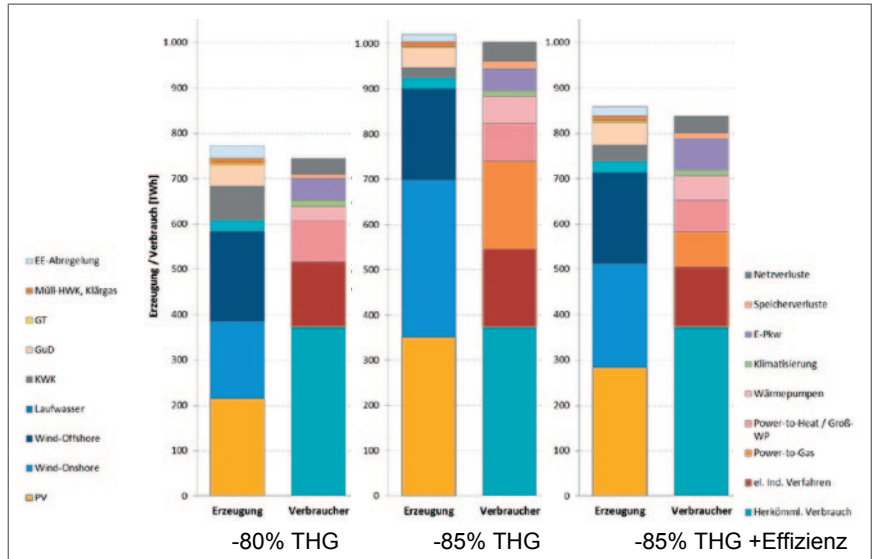
Die nachfolgend vorgestellten Ergebnisse gelten nur unter den in Kapitel 6.1 getroffenen Annahmen. Andere Annahmen können zu anderen Ergebnissen führen.

Im Folgenden sind die Strombilanz für die Erzeugung und der Verbrauch von Deutschland im Jahr 2050 für alle 3 Szenarien im Vergleich dargestellt. In allen Fällen kommt es durch die neuen Verbraucher für Wärme, Industrie und Verkehr zu einem ansteigenden Stromverbrauch.

Bei einem –80% THG-Szenario (erfüllt das Minimalziel für Deutschland) ergibt sich ein Stromverbrauch von 744 TWh/a. Die zulässigen Emissionsgrenzwerte können ohne die Erzeugung von Power-to-Gas erfüllt werden. Es ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten von 105 €/t CO₂. Damit die europäische Union ihre Klimaziele erfüllen kann, müsste Deutschland eine noch höhere THG-Reduktion erreichen.

Bei einem –85% THG-Szenario welches auch den Mindestzielen der Europäischen Union gerecht wird, wird ohne weitreichende Effizienzmaßnahmen in den Bereichen Elektromobilität, Industrieprozesswärme und nichtenergetische Emissionen eine sehr hohe Elektrifizierung der Energieversorgung notwendig um die Klimaziele einzuhalten. Nur wenn alle Effizienzmaßnahmen konsequent umgesetzt werden, ist sind die Ziele noch mit einem moderaten Anstieg des Stromverbrauches auf 838 TWh/a erreichbar. Power-to-Gas (P2G) wird zunehmend wichtiger. Es ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten von 151 €/t CO₂.

Grundsätzlich wird Biogas und Synthesegas (aus P2G) als EE-Anteil des gesamten Erdgasverbrauchs interpretiert. Technisch würde dies eine Einspeisung ins Erdgasnetz bedeuten und einen räumlich und saisonal höchst flexiblen Einsatz von EE-Gas in Zeiten geringer EE-Einspeisung (Gaskraftwerke, Hybride Wärmesysteme wie KWK und Gaskessel) oder unflexibel in monovalenten Gasverbrauchern (Industrie, Verkehr) ermöglichen. Je höher die P2G-Erzeugung, umso höher ist auch der EE-Anteil am Gasverbrauch.



Quelle: Fraunhofer IWES, Variation nach CO₂-Reduktion, E-Mobilität, Reduktion Industrie-Prozesswärmebedarf, nichtenergetische Emissionen

Abbildung 6-3: Strombilanzen verschiedener THG-Einspar szenarien und Effizienz szenarien 2050

Im Folgenden ist die technologische Deckung der Wärmenachfrage in den 4 abgebildeten Wärmemärkten für die 3 Szenarien in Abbildung dargestellt.

Dabei wird deutlich, dass im Szenario –80% THG noch fossiles Erdgas im Niedertemperaturbereich eingesetzt werden darf und sich entsprechend ein Anteil von Brennwertkesseln (gelb/weiß schraffierte Fläche) in Kombination mit Heizstäben im Wärmespeicher (hellblau/weiß schraffierte Fläche) einstellt. In allen anderen Szenarien ist diese Kombination aufgrund der THG-Emissionseinschränkung nicht mehr zulässig.

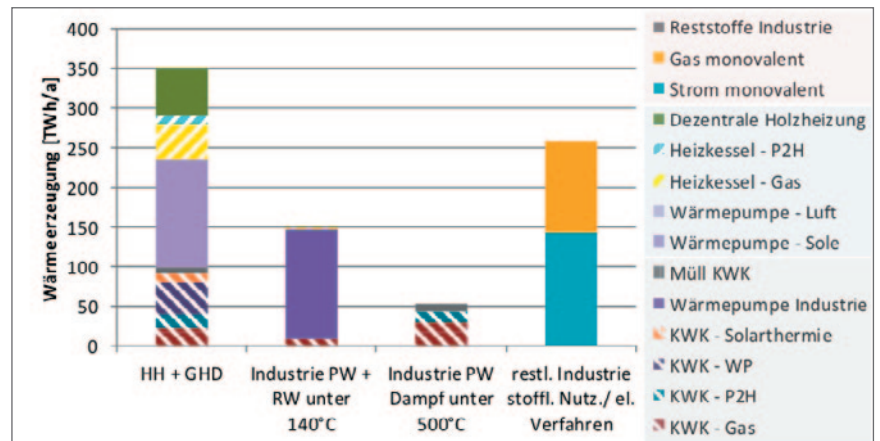
Im Bereich Fernwärme wird das Potenzial von Wärmenetzen mit Großwärmepumpen in den Szenarien –80% THG, –85% Eff THG und –85% THG vollständig bzw. weitestgehend umgesetzt. In den Szenarien –80% THG und –85% Eff THG ist zudem die KWK in Kombination mit Solarthermie und Elektrodenkessel relevant. Im Hinblick auf die Schwierigkeiten in Mehrfamilienhäusern und Gewerbebereichen mit hohen Temperaturanforderungen Wärmepumpen zu installieren und der gebäudetypologischen Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl (JAZ), könnte der KWK-Anteil (Mix aus Erdgas, Biogas und P2G) auch in ambitionierteren THG-Reduktions-Szenarien höher ausfallen.

Bei den dezentralen Wärmepumpen setzen sich im Modell die Sonden-WP immer durch. Nur wenn die Potenziale hierfür ausgeschöpft sind, setzt das Modell zusätzlich Luft-WP ein (bis auf das Szenario –80% THG). Das Modell bewertet also die höhere Effizienz entsprechend wichtiger als die höheren Investitionskosten, auch in Hinblick auf die hohen CO₂-Vermeidungskosten und auf die EE-Stromgestehungskosten. Gleiches gilt im Ver-

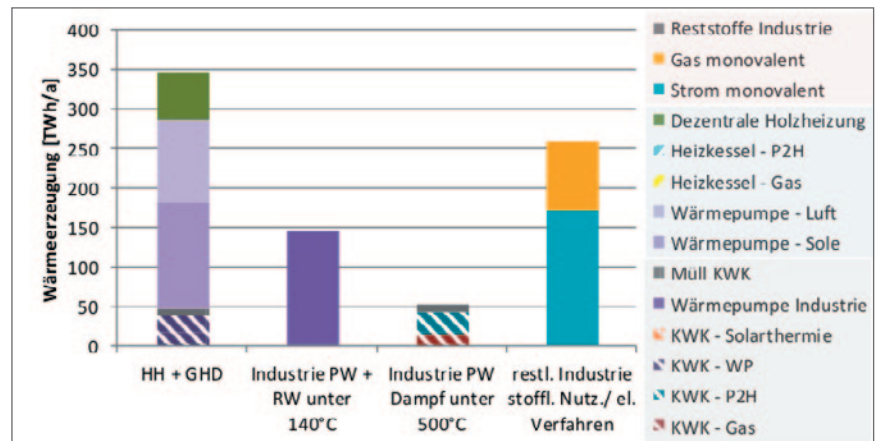
gleich zu Brennwertkesseln in Kombination mit Heizstäben wenn zusätzlich die Erzeugung von Power-to-Gas für den Brennwertkessel-Gasverbrauch notwendig wäre. Dies unterstreicht die Bedeutung der Effizienz auch in Szenarien mit sehr hohen EE-Anteilen.

Im Bereich der Niedertemperatur-Prozesswärme wird die Wärme fast ausschließlich durch Großwärmepumpen gedeckt. Ggf. ist hier ein gewisser Anteil von KWK-Erzeugung möglich. Im Bereich der Industrie-Dampfanwendungen werden KWK-Systeme mit Elektrodenkesseln installiert. Der Bereich der industriellen Prozesse und Verfahren gliedert sich entsprechend der Szenariovorgaben in gasbetriebene und strombetriebene Verfahren.

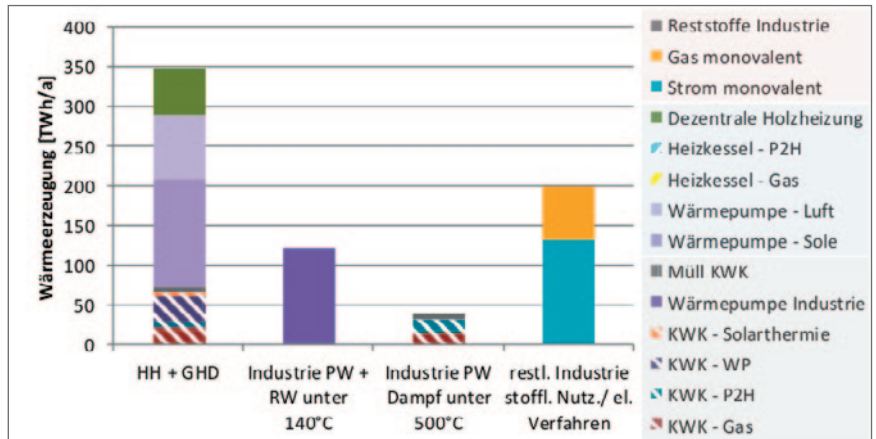
Im Modell kommen entsprechend der o. g. Annahmen für Kosten und Effizienz keine Gas-WP, keine dezentralen Solarthermieanlagen zur Heizungsunterstützung, keine industriellen Heizkessel (außer als Spitzenlastkessel für KWK) zum Einsatz, da sie die Systemkosten gegenüber der dargestellten optimalen Lösung erhöhen würden.



-80% THG



-85% THG

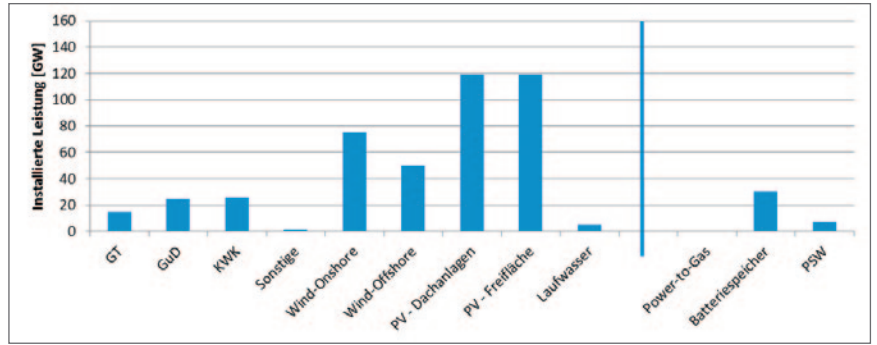


-85% THG Effizienz

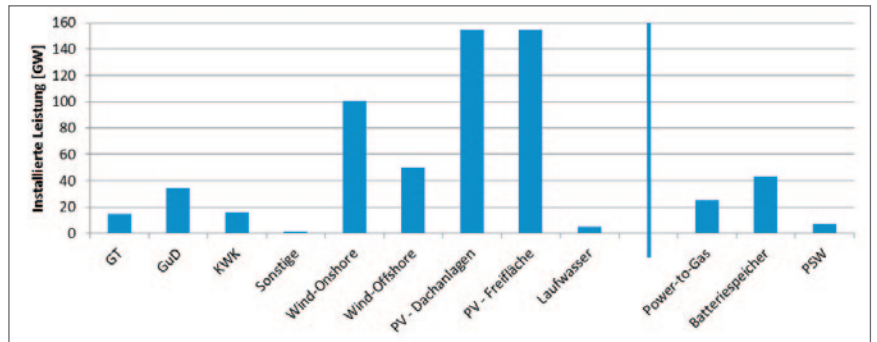
Quelle: Fraunhofer IWES, Variation nach CO₂-Reduktion, E-Mobilität, Reduktion Industrie-Prozesswärmebedarf, nichtenergetische Emissionen

Abbildung 6-4: Bilanz Wärmemarkt verschiedener THG-Einspar szenarien und Effizienz szenarien 2050

Im Folgenden sind für die Szenarien -80% und -85% Eff die installierten Leistungen der Erzeugung und des Verbrauchs dargestellt. Dabei wird zum einen deutlich, dass langfristig aufgrund der unterstellten Kostendifferenzen zwischen PV und Windkraft sehr hohe Leistungsanteile von PV für ein Energieversorgungssystem mit geringen Kosten notwendig würden. Die Kostenvorteile überwiegen dabei die Nachteile der PV-Einspeisecharakteristik (saisonal und bei sehr hohen Anteilen auch tageszeitlich). Aus Sicht des Wärmemarktes für Haushalte und Gewerbe stellt dabei Windkraft sicherlich eine günstigere saisonale Einspeisecharakteristik dar, und dominiert hinsichtlich des Energieerzeugungsanteils. Dabei wurde bewusst die Frage vernachlässigt, welche jährlichen Zubauraten notwendig wären, um in 35 Jahre so hohe PV-Ausbauleistungen zu erreichen. Zudem sei darauf hingewiesen, dass bei einer nicht rein nationalen Betrachtung die Potenziale des Energieimportes sowie der europäischen Ausgleichseffekten insbesondere im Fall der Windkraft die Ergebnisse beeinflussen würden. Dabei ist die hohe Flexibilität des zukünftigen Energieversorgungssystems insbesondere durch die neuen Verbraucher Power-to-Heat, Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimatisierung, Stromspeichern und Power-to-Gas in der Länge die fluktuierende EE-Einspeisung aufzunehmen und dabei nur relativ geringe EE-Abregelungen von 4,8% (-80% THG) bis 1,9% (-85% THG) der fluktuierenden EE-Einspeisung zuzulassen.



-80% THG



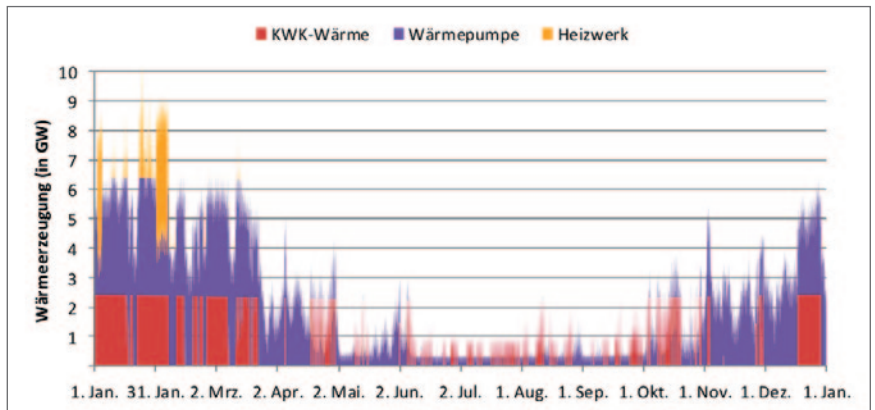
-85% THG + Effizienz

Quelle: Fraunhofer IWES, Variation nach CO₂-Reduktion, E-Mobilität, Reduktion Industrie-Prozesswärmebedarf, nichtenergetische Emissionen

Abbildung 6-5: Installierte el. Leistungen für -80% THG und -85% THG zzgl. Effizienzsteigerungen in 2050

Im Folgenden sind exemplarisch die kostenoptimale Systemauslegung und der Anlageneinsatz der KWK-Systeme für das gesamte Wetterjahr dargestellt. Hierbei wird zum einen die sehr hohe Bedeutung von Großwärmepumpen (Fernwärme – Systemauslegung 1 – Abbildung 6-6) und Elektrodenkesseln (Fernwärme – Systemauslegung 2 – Abbildung 6-7 und Industrie – Abbildung 6-8) deutlich für eine effiziente Energieversorgung.

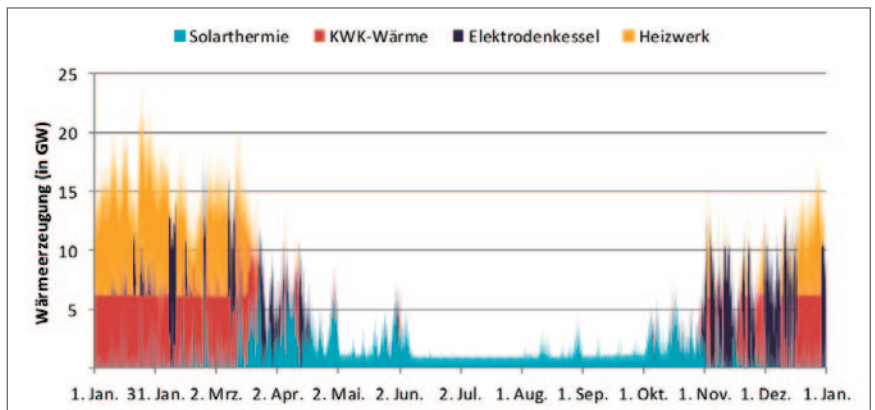
Im Bereich Fernwärme stellt die Kombination KWK mit Fernwärme die kostengünstigste Technologie dar (deren Ausbaupotenzial technisch beschränkt ist), wobei die Großwärmepumpe ganzjährig eingesetzt wird und KWK nur in Stunden geringer EE-Einspeisung.



Quelle: Fraunhofer IWES

Abbildung 6-6: Einsatz der unterschiedlichen Wärmeerzeuger in der Fernwärme (Systemauslegung 1: Großwärmepumpen) im Szenario –85% eff

Die zweit-kosteneffizienteste Technologie im Bereich Fernwärme stellt die Kombination von KWK, Elektrodenkessel und Solarthermie dar. KWK wird in Stunden geringer EE-Erzeugung eingesetzt, der Elektrodenkessel in Zeiten von „EE-Überschüssen“. Auch wenn die thermische KWK-Auslegung bezogen auf die Wärmehöchstlast höher ist, ist der Arbeitsanteil des Gas-Heizkessels signifikant.

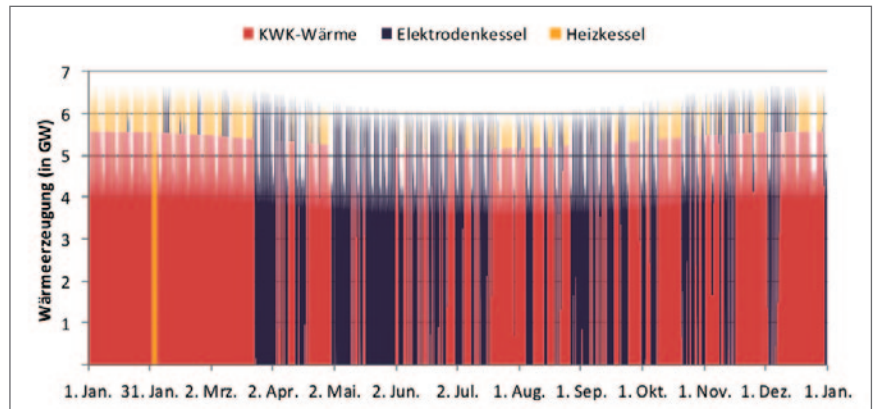


Quelle: Fraunhofer IWES

Abbildung 6-7: Einsatz der unterschiedlichen Wärmeerzeuger in der Fernwärme (Systemauslegung 2: Elektrodenkessel und Solarthermie) im Szenario –85% eff

Im Bereich der industriellen Dampferzeugung dominiert die Kombination von KWK und Elektrodenkessel. Der saisonal ausgeglichene Wärmelastgang lässt eine höhere thermische KWK-Auslegung bezogen auf die Wärmehöchstlast zu. Aufgrund der ganzjährigen Verfügbarkeit der Wärmesenke erreicht die KWK-Anlage eine höhere Auslastung als in der Fernwärme. Der Elektrodenkessel wird insbesondere im Sommerhalbjahr zur

Verwertung der PV-Einspeisung eingesetzt. Der Arbeitsanteil des Gas-Heizkessels ist sehr gering.



Quelle: Fraunhofer IWES

Abbildung 6-8: Industrie-KWK Systemauslegung und -einsatz im Szenario –85% eff

Die Darstellung für das Szenario –85% THG Eff unterscheidet sich hinsichtlich Anlagenauslegung und Anlageneinsatz nur gering vom Szenario 80% THG (hier nicht dargestellt).

6.3 Zwischenfazit

Anhand der gewählten Szenarien kann gezeigt werden, dass sich die Klimaziele der Bundesregierung für das Jahr 2050 mit den zur Verfügung stehenden Technologien erreichen lassen.

Unter den getroffenen Annahmen für die Entwicklung der unterschiedlichen Bedarfe sowie der Kosten für Technologien und Brennstoffe wird ein kostenminimales Szenario ermittelt. (Anmerkung: andere Annahmen und andere Optimierungsalgorithmen können zu anderen Ergebnissen führen.)

Aufgrund von Effizienzmaßnahmen im konventionellen Stromverbrauch und dem Einsatz effizienter PtH-Systeme (insbes. Wärmepumpen) steigt der Strombedarf im Szenario –80%THG gegenüber heute nur um ca. 25%. Der Bedarf für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist dadurch im Vergleich zu anderen möglichen Alternativen am geringsten.

Neben PtH in Haushalt und Gewerbe kann die Umstellung auf elektrische Verfahren in der Industrie einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten.

6.4 Literatur zu Kapitel 6

UBA 2014a

Umweltbundesamt, Nationaler Inventarbericht 2014 (NIR),
Dessau-Rosslau, 2014

UBA 2014b

Umweltbundesamt, Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050,
Dessau-Rosslau, 2014

7 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

7.1 Rechtsrahmen und Hemmnisse

7.1.1 Power-to-Heat-Anlagen zur Aufnahme ansonsten abgeregelten EE-Stroms

Power-to-Heat-Anlagen können einen sinnvollen Beitrag zur Transformation des Energiesystems hin zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energien leisten. In Zeiten (zu) hoher Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien – Wind und Photovoltaik – können solche Anlagen kurzfristig zusätzlichen Verbrauch generieren.⁶ Die ansonsten erfolgende Anlagenabregelung kann auf diese Weise in einem gewissen Umfang vermieden werden. Insbesondere lassen sich damit zugleich fossile Energieträger bei der Wärmeerzeugung substituieren.

Versteht man den Begriff „Power-to-Heat“ weit, ist zunächst jede Umwandlung von Strom in Wärme erfasst, etwa auch durch dezentral eingesetzte Wärmepumpen oder durch Nachtspeicherheizungen.⁷ Im engeren Sinne ist damit der Einsatz von Hybridsystemen (im relevanten Anwendungsfall zentral genutzte Elektrokessel, insbesondere Elektrodenkessel) gemeint. Sinngemäß lassen sich die nachfolgenden Betrachtungen auch auf kleinere Hybridsysteme (z. B. konventioneller Heizkessel mit Elektro-Heizstab).

Die erzeugte Wärme kann – z. B. durch ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) – über Fernwärmenetze an die Letztverbraucher verteilt oder im Industriebereich für die Prozesswärme genutzt werden. Die Elektrodenkessel sollen hier jedoch nicht monovalent als einziger Wärmeerzeuger eingesetzt werden, sondern in Zeiten hoher Stromeinspeisung eine ebenfalls vorhandene Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlage) substituieren (hybride oder bivalente Nutzung).⁸ Die KWK-Anlage wird dann herunterregelt, so dass die zu liefernde Wärme teilweise über den Elektrodenkessel bereitgestellt wird. Auf diese Weise werden fossile Brennstoffe eingespart.

7.1.2 Rechtsrahmen und Hemmnisse

Der geltende Rechtsrahmen ist für den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen wirtschaftlich ungünstig. Das Hauptproblem besteht darin, dass keine spezifischen Privilegierungsregeln für den Fremdbezug von Strom zur Nutzung in Elektrodenkesseln bestehen. Derzeit sind diese deshalb ausschließlich

⁶ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch), 2014, S. 18.

⁷ Vgl. Groscurth/Bode, Discussion Paper Nr. 9 – “Power-to-heat” oder “Power-to-gas?”, 2013, S. 11.

⁸ Gerhardt/Richts/Hochloff/Hilpert/Antoni/Müller/Schulz, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, 2014, S. 17.

auf dem Regelenergiemarkt rentabel.⁹ Zudem besteht die Gefahr, dass sich für Fernwärmebetreiber der sog. Primärenergiefaktor des Fernwärmenetzes, der einen Indikator für die effiziente Gewinnung von Strom oder Wärme aus Primärenergie darstellt, verschlechtert.

1. Strompreis

Der Strompreis, den ein Letztverbraucher zu zahlen hat, besteht nicht nur aus dem Marktpreis, sondern auch aus einer Vielzahl staatlich festgesetzter oder regulierter weiterer Preisbestandteile. Zu nennen sind vor allem die EEG-Umlage, das Netzentgelt und die Stromsteuer. Neben dem Netzentgelt bestehen noch weitere sog. netzentgeltbezogene Preisbestandteile: die Konzessionsabgabe, die KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die § 19 StromNEV-Umlage und die AbLaV-Umlage.¹⁰ Schließlich kommt noch die Umsatzsteuer – ggf. als durchlaufender Kostenfaktor – hinzu.

Die genannten Strompreisbestandteile sind in ganz unterschiedlichen Gesetzen und Verordnungen geregelt und enthalten zum Teil umfangreiche Ausnahmeregimes. Power-to-Heat-Anlagen wurden jedoch bislang durch den Gesetz- bzw. Verordnungsgeber nicht gesondert adressiert. Eine explizite Ausnahme besteht nur für Wärmepumpen als Power-to-Heat-Anlagen im weiteren Sinne; diese können als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung nach § 14a EnWG ein reduziertes Netzentgelt in Anspruch nehmen.¹¹ Die zum Teil vorhandenen Privilegierungsregelungen für Stromspeicheranlagen sind nicht anwendbar, da im Power-to-Heat-Verfahren die erzeugte Wärme nicht wieder in Strom umgewandelt wird. Die Rückverstromung ist aber eine der Voraussetzungen der Privilegierungsvorschriften für die Stromzwichenspeicherung in § 60 Abs. 3 EEG 2014 und § 118 Abs. 6 EnWG. Nur im Falle der Eigenversorgung profitieren Power-to-Heat-Anlagen – wie alle anderen Eigenverbraucher auch – von einer weitgehenden Besserstellung.

1. EEG-Umlage

Wird Strom von dritter Seite bezogen und in einer Power-to-Heat Anlage genutzt, dann ist ein Power-to-Heat-Betreiber insoweit als Letztverbraucher im Sinne von § 3 Nr. 24 EEG 2014 einzuordnen. Dort heißt es: Letztverbraucher ist „jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht“. Die Umwandlung des Stromes in Wärme gilt als Stromverbrauch, da der Strom hierbei „aufgezehrt“ wird.¹² Der Stromlieferant des Letztverbrauchers kann von diesem folglich die Zahlung der EEG-Umlage verlangen.

⁹ Vgl. Behm, Negative Regelleistung durch Power-to-Heat und die Auswirkungen auf den Primärenergiefaktor der Fernwärme, ZUR 2013, S. 599.

¹⁰ Umlage nach § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten.

¹¹ So der Gesetzgeber in seinen Erwägungen zu § 14a EnWG, BT-Drs. 17/6072, S. 73.

¹² Götz/Konziella/Böttger/Bruckner, Potenzialanalyse zu Power-to-Heat aus Sicht von 50Hertz, Februar 2013, S. 54; vgl. auch: BGH, ZNER 2010, S. 173; von Oppen, Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 11.

Privilegierungsregelungen kommen hier regelmäßig nicht in Betracht. Insbesondere greift die Ausnahmevorschrift für die Stromzwischen-speicherung (§ 60 Abs. 3 EEG 2014) mangels Rückverstromung nicht.¹³ Lediglich für bestimmte Großverbraucher nach §§ 63 f. EEG, die unter den Kreis der privilegierten Branchen nach Anlage 4 zum EEG 2014 fallen, gilt die Besondere Ausgleichsregelung; EVU sind hiervon jedoch nicht erfasst. Im Übrigen sind nur bei Nutzung eigenerzeugten Stromes in der Power-to-Heat-Anlage Vergünstigungen möglich (§ 61 EEG 2014). Dann muss allerdings eine Eigenversorgung im Sinne von § 5 Nr. 12 EEG 2014 vorliegen, was erfordert, dass der Stromverbrauch im „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ und ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung durch den Betreiber der Erzeugungsanlage erfolgt.

2. Netzentgelt

Neben der EEG-Umlage stellt das Netzentgelt einen weiteren wichtigen Preisbestandteil dar. Zahlungspflichtig ist jeder Netznutzer, der aus Netzen der allgemeinen Versorgung Strom entnimmt (vgl. § 15 Abs. 1 S. 2 und 3, § 17 Abs. 1 S. 1 StromNEV).¹⁴ Das Netzentgelt setzt sich für leistungsgemessene Netznutzer aus einem Leistungs- und einem Arbeitsentgelt (§ 17 Abs. 2 StromNEV) zusammen. Soweit Strom für die Power-to-Heat-Anlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, ist das Netzentgelt zu entrichten; soweit dagegen Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen – ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung – verwendet wird, fallen keine Netzentgelte an.¹⁵

Neben der Privilegierung von Eigenverbrauchern, die sich implizit aus der Systematik der Netzentgelte ergibt, bestehen explizite Ausnahmetatbestände für Stromspeicher (§ 118 Abs. 6 EnWG), intensive Netznutzer (§ 19 Abs. 2 S. 2–4 StromNEV), atypische Netznutzer (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (§ 14a EnWG). Die Regelung des § 118 Abs. 6 EnWG für Stromspeicher ist mangels Rückverstromung auf Power-to-Heat-Anlagen nicht anwendbar. Die Norm für intensive Netznutzung gem. § 19 Abs. 2 S. 2–4 StromNEV erfordert einen Stromverbrauch von 10 GWh im Kalenderjahr sowie eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden; diese Werte dürften für Power-to-Heat-Anlagen, zumindest wenn sie ein Fernwärmesystem unterstützen, nicht erreichbar sein. Bei Power-to-Heat-Anlagen/elektrischen Verfahren in der Industrie stellt sich dies aber ggf. anders dar (zur Problematik des volatilen Bezugsverhaltens von Bandkunden siehe unten Kapitel 7.4.2). Die Privilegierungsnorm für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG gilt wohl nur für die Abregelung von Anlagen,

¹³ von Oppen, Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 12.

¹⁴ de Wyl/Thole/Bartsch, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 331, 347 ff.; Lietz, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung, EWeRK 2014, S. 100 ff.

¹⁵ Vgl. hierzu etwa: Sailer, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende, ZNER 2012, S. 158; Lehnert/ Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 364.

nicht für die Zuschaltung.¹⁶ Ein Anwendungsbereich von § 14a EnWG ergibt sich allerdings für Wärmepumpen. Für zentral eingesetzte Elektrodenheizkessel kommt die Regelung für atypische Netznutzer (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) in Betracht (vgl. auch Kapitel 7.4.3). Hierzu müsste der Power-to-Heat-Betreiber in bestimmten, durch den Netzbetreiber definierten Hochlastzeitfenstern eine erhebliche Absenkung seines Strombezugs gewährleisten.¹⁷ Im günstigsten Fall kann im Gegenzug das Netzentgelt um bis zu 80 Prozent ermäßigt sein.

3. Weitere netzentgeltbezogene Strompreisbestandteile

Neben dem Netzentgelt bestehen verschiedene weitere Strompreisbestandteile, die hierauf Bezug nehmen. Im Einzelnen sind dies die Konzessionsabgabe, die KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die § 19 StromNEV-Umlage und die AbLaV-Umlage. Beispielhaft sei die Verweisung bei der KWK-Umlage genannt – in § 9 Abs. 7 S. 1 KWKG heißt es: „Netzbetreiber sind berechtigt, geleistete Zuschlagszahlungen, soweit sie nicht erstattet worden sind, und Ausgleichszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen.“

Mit Ausnahme der AbLaV-Umlage enthalten alle hier genannten Strompreisbestandteile Deckelungsregelungen für große Letztverbraucher. Darüber hinausgehende Privilegierungstatbestände existieren allerdings nicht. Greifen für das Netzentgelt Privilegierungen, etwa aufgrund atypischer Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV, so hat dies nach Ansicht der Bundesnetzagentur (BNetzA)¹⁸ keinen Einfluss auf die netzentgeltbezogenen Strompreiselemente. Diese Einschätzung ist in der juristischen Literatur jedoch durchaus umstritten.¹⁹ Weitgehend unstrittig ist dagegen, dass im Falle des Eigenverbrauchs ohne Netznutzung die netzentgeltbezogenen Bestandteile entfallen.²⁰

4. Stromsteuer

Einen weiteren Strompreisbestandteil bildet die Stromsteuer. Mit der Einführung der Stromsteuer im Jahr 1999 sollte u. a. die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung – als aus damaliger Sicht ineffektive Stromnutzung – vom Markt verdrängt werden. Die Stromsteuer wird als Verbrauchssteuer für elektrischen Strom erhoben (§ 1 StromStG) und fließt, ebenso wie die Umsatzsteuer und anders als die bereits dargestellten Strompreiselemente, dem Staat zu. Steuerschuldner ist nach § 5 Abs. 2 StromStG der Versorger, also derjenige der Strom leistet (§ 2 Nr. 1 StromStG), oder der Eigenerzeuger, also derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt

¹⁶ BT-Drs. 17/6072, S. 74

¹⁷ Näheres hierzu: BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739.

¹⁸ BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 49.

¹⁹ Vgl. etwa *Lehnert/Vollprecht*, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 362; Heller, Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 2013, S. 179 f.

²⁰ Vgl. etwa *Herz/Valentin*, Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen, EnWZ 2013, S. 20.

(§ 2 Nr. 2 StromStG). Die Steuer entsteht mit der Entnahme von Strom. Betreibt ein EVU eine Power-to-Heat-Anlage, ist es als Versorger i.S.d. Stromsteuergesetzes anzusehen und damit unmittelbar selbst stromsteuerpflichtig.²¹ Ein Industrieunternehmen dürfte dagegen regelmäßig als Letztverbraucher einzuordnen sein – der stromsteuerpflichtige Lieferant wird die Stromsteuer aber in diesem Fall auf das Industrieunternehmen weiterwälzen.

Zwar enthält das Stromsteuergesetz ein umfangreiches Ausnahmeregime; für die Nutzung fremdbezogenen Stroms in einer Power-to-Heat-Anlage zur Speisung eines Fernwärmenetzes ist jedoch keiner der Privilegierungstatbestände einschlägig. Insbesondere wird der Strom nicht „zur Stromerzeugung entnommen“, wie von § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG verlangt, sondern zur Wärmeerzeugung. Auch greift die Steuerentlastung für Unternehmen nach § 9b StromStG nicht, wenn die erzeugte Wärme über ein Fernwärmenetz verteilt wird. Nur soweit die Wärme durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (§ 2 Nr. 3 StromStG) oder der Land- und Forstwirtschaft genutzt wird, kommt eine Entlastung in Betracht.²² Kleinere Eigenerzeuger²³ können zudem nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG stromsteuerbefreit sein.

5. Zwischenfazit

Für Power-to-Heat-Anlagen gibt es derzeit mit Ausnahme von § 14a EnWG keine spezifischen rechtlichen Privilegierungsregelungen, so dass deren Betreiber, die zu bestimmten Zeiten einen Elektrodenkessel zur (unterstützenden) Speisung ihres Fernwärmenetzes oder für ihren Prozessdampf einsetzen, im Falle des Fremdbezugs von Strom häufig den vollständigen Strompreis entrichten müssen. Als Privilegierungsregelung kommt im Wesentlichen nur § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV in Betracht, der für die atypische Netznutzung gilt. Bei sehr großen Letztverbrauchern ist ggf. auch an die Netzentgeltprivilegierung für intensive Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2–4 StromNEV zu denken, bei Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder der Land- und Forstwirtschaft ist zudem nach § 9b StromStG eine Stromsteuerentlastung möglich. Wird der Strom für den Elektrokessel von dritter Seite bezogen, stellt der Strompreis also ein relevantes Hemmnis dar. Für Eigenversorger (ohne Netznutzung) ist die Situation allerdings deutlich günstiger. Für diese sind diverse Vergünstigungsnormen einschlägig. Betreiber von Wärmepumpen können zumindest von § 14a EnWG profitieren und zahlen dann ein reduziertes Netzentgelt.

²¹ Vgl. hierz.T.oms, in: Stein/Thoms: Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl. 2013, S. 219.

²² Möhlenkamp, in: Möhlenkamp/Milewski, EnergieStG/StromStG, 2012, § 9b StromStG Rn. 2.

²³ Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis zwei Megawatt.

II. Primärenergiefaktor für Fernwärme

Ein weiteres Hemmnis für den Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen kann ein sich erhöhender Primärenergiefaktor für die Fernwärme sein. Dieser ist im Gebäudebereich relevant und bildet einen Indikator für die effiziente Gewinnung von Strom oder Wärme aus Primärenergie.²⁴ Wenn ein Gebäudeeigentümer seinen Wärmebedarf nicht durch eine Wärmeerzeugungsanlage im Haus deckt, sondern Fernwärme bezieht, hat er keinen Einfluss auf den spezifischen Primärenergiefaktor dieser Wärme. Er ist demnach davon abhängig, dass ihm sein Fernwärmelieferant einen bestimmten Faktor der Wärme garantiert und liefert.²⁵ Entscheidet sich ein Versorgungsunternehmen für den zeitweisen Einsatz eines Elektrokessels, kann sich aber eine Verschlechterung des spezifischen Primärenergiefaktors ergeben.²⁶ Der Grund liegt darin, dass für die Wärmeerzeugung aus Strom ein besonders hoher und damit schlechter Faktor anzusetzen ist (siehe Nr. 2.1.1 Satz 6 der Anlage 1 zur EnEV 2014), der den rechnerischen Primärenergiebedarf des Gebäudes negativ beeinflusst. Dies erscheint energiewirtschaftlich nicht gerechtfertigt, soweit Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt wird, der ansonsten abgeregelt würde.²⁷

7.2 Wärmegestehungskosten im Sektor Haushalte – Stand 2015

Ab September 2015 müssen nach der neuen Ökodesign-Richtlinie der EU alle neuen Heizgeräte mit einem Energielabel ausgestattet werden. Fast alle Geothermie-Wärmepumpen werden wohl in den Genuss der besten Einstufung A+++ kommen. Aerothermie-Wärmepumpen (Luft) werden – je nach COP – immerhin noch in die Klassen A++ und A+ eingeordnet werden, während Brennwertkessel gerade noch dem A-Label zugeordnet sein können. Aus Verbrauchersicht könnte das theoretisch das Aus für schlechtere Heizkessel bedeuten.

Eine hohe Energieeffizienz bei Wärmepumpen bedeutet aber nicht gleichzeitig hohe Wirtschaftlichkeit. Da die Energiewende der vergangenen Jahre eigentlich nur die „Stromwende“ beinhaltet, haben sich infolge der starken Erhöhungen von Steuern und Abgaben im Strompreis Wettbewerbsnachteile für die Wärmepumpe ergeben.

²⁴ *Behm*, Negative Regelleistung durch Power-to-Heat und die Auswirkungen auf den Primärenergiefaktor der Fernwärme, ZUR 2013, S. 600.

²⁵ Vgl. *Behm*, Negative Regelleistung durch Power-to-Heat und die Auswirkungen auf den Primärenergiefaktor der Fernwärme, ZUR 2013, S. 601.

²⁶ *Gerhardt/Richts/Hochloff/Hilpert/Antoni/Müller/Schulz*, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, 2014, S. 54.

²⁷ Siehe den gleichen Gedanken in Bezug auf negative Regelleistung bei *Behm*, Negative Regelleistung durch Power-to-Heat und die Auswirkungen auf den Primärenergiefaktor der Fernwärme, ZUR 2013, S. 602.

7.2.1 Stromkostenbestandteile

Die Tabelle 7-1 zeigt exemplarisch die bei einem bayerischen Versorger ab 2015 gültigen Energiepreise und deren Bestandteile. Dabei wird deutlich, dass der Energiepreis der Wärmepumpe mit mehr als 13 Ct/kWh bzw. mehr als 62% belastet ist. Viele dieser Steuern und Abgaben wurden erst in den letzten Jahren neu eingeführt bzw. erhöht. Die steuerlichen Belastungen auf Erdgas sind dem gegenüber mit weniger als 30% nur halb so hoch (jeweils ohne Netzentgelte).

Die ungleiche Verteilung der Kostenbestandteile und Besteuerung wird auch anhand von Abbildung 7-1 verdeutlicht. Aufgrund des aktuellen Preisverfalls von Heizöl, ist 2015 nur noch ein geringer Kostenunterschied zwischen Erdgas und Heizöl festzustellen.

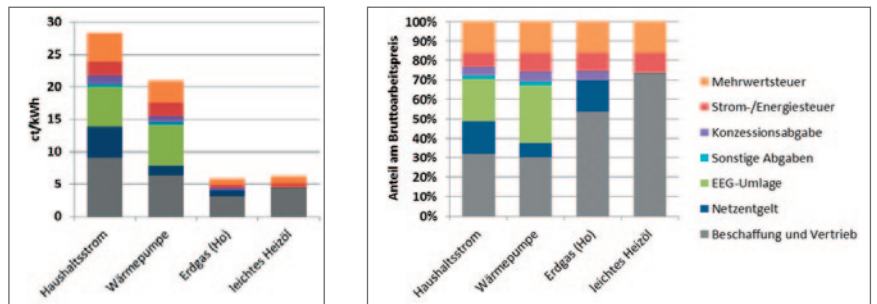


Abbildung 7-1: Kostenbestandteile und Besteuerung 2015 – Energiepreise Haushalte

Tabelle 7-1: Energiepreise Haushalte – Beispiel 2015

	Haushalt	Wärmepumpe mix Tag/Nacht	Wärmepumpe Anteil	Erdgas Wärme	Erdgas Anteil
	Ct/kWh	Ct/kWh	%	Ct/kWh	%
Brutto-Arbeitspreis 2015	28,370	20,987	100,00%	5,850	100,00%
Mehrwertsteuer (19%)	4,530	3,351	15,97%	0,934	15,97%
Stromsteuer	2,050	2,050	9,77%	0,550	9,40%
Konzessionsabgabe	1,320	1,083	5,16%	0,270	4,62%
EEG-Umlage	6,170	6,170	29,40%		
KWK-Umlage	0,254	0,254	1,21%		
\$19-NEV-Umlage	0,237	0,237	1,13%		
Offshore-Haftungsumlage	-0,051	-0,051	-0,24%		
Abschaltbare Lasten Umlage	0,006	0,006	0,03%		
Summe Steuern und Abgaben	14,516	13,100	62,42%	1,754	29,98%
Netznutzungsentgelt Arbeitspreis	4,730	1,500	7,15%	0,963	16,46%
Beschaffung und Vertrieb	9,124	6,387	30,43%	3,133	53,55%
	Haushalt	Wärmepumpe mix Tag/Nacht	Wärmepumpe mix Tag/Nacht	Wärme	
	€/Jahr	€/Jahr	%	Ct/kWh	
Brutto-Grundpreis	119,00	82,71	100,00%	142,80	100,00%
Mehrwertsteuer (19%)	19,00	13,21	15,97%	22,80	15,97%
Netznutzung-Grundpreis	43,80	0,00	0,00%	19,20	13,45%
Netznutzung-Arbeitspreis	15,64	15,64	18,91%		
Messung	2,45	2,45	2,96%		
Messstellenbetrieb	7,70	7,70	9,31%		
Tarifschaltgerät	0,00	14,50	17,53%		
Vertrieb und Kundenabrechnung	30,41	29,21	35,32%	100,80	70,59%

Die folgenden Grafiken zeigen, dass Wärmepumpen ab einer Jahresarbeitszahl von 1,75 (mit Vorkettenbilanzierung) gegenüber Erdöl-Brennwertgeräten und ab einer Jahresarbeitszahl von 2,35 (mit Vorkettenbilanzierung) gegenüber Gasbrennwertkesseln CO₂ einsparen und damit zu Recht ab September 2015 im Eco-Labeling mit einer Einstufung in die beste Effizienzklasse A+++ bzw. A++ belohnt werden. Eine zunehmende Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien und die Schließung von Kohlekraftwerken werden den Strommix noch sauberer machen und auch schon bestehende Wärmepumpen noch besser stellen. Bezogen auf die gesamte Lebensdauer einer heute installierten Wärmepumpe kann der gemäß dem aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP 2015) erwartete Strommix des Jahres 2025 verwendet werden. Hier ist eine Wärmepumpe bereits ab einer Jahresarbeitszahl von 1,1 besser als Heizöl und ab einer Jahresarbeitszahl von 1,45 besser als Erdgas.

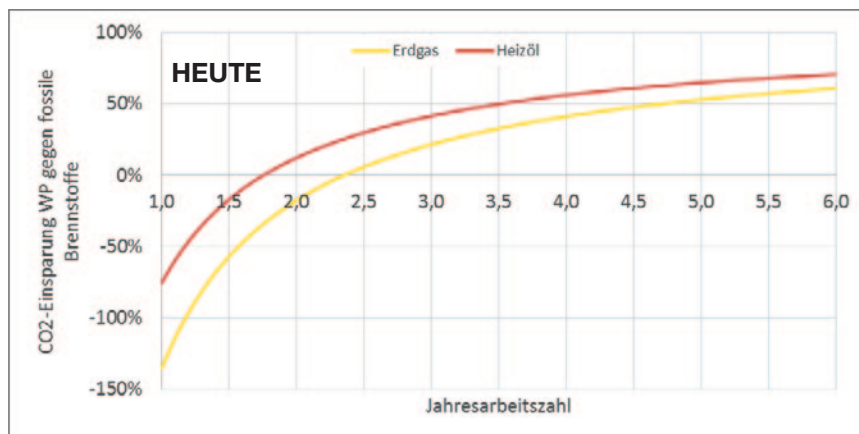


Abbildung 7-2: CO₂-Bilanz Wärmepumpe vs. fossile Heizung, Heute, gemäß Netzentwicklungsplan 2015 inkl. Vorkette (CO₂ Strommix DE im Jahr 2013 = 617 g/kWhel)

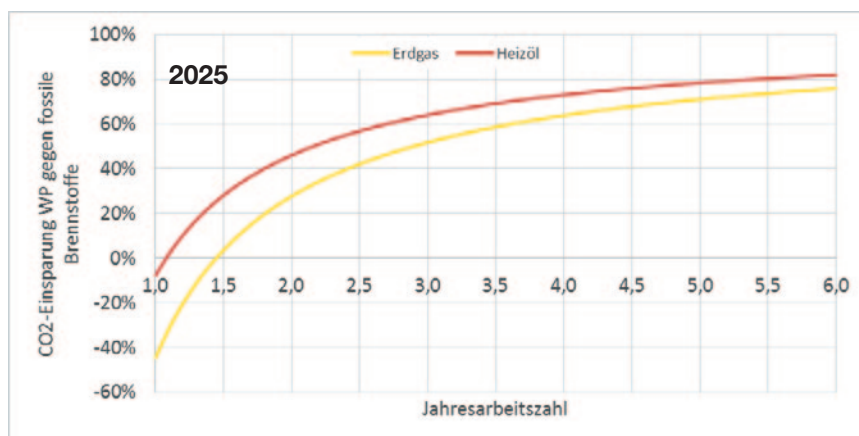


Abbildung 7-3: CO₂-Bilanz Wärmepumpe vs. fossile Heizung, 2025, gemäß Netzentwicklungsplan 2015 inkl. Vorkette (CO₂ Strommix DE im Jahr 2025 = 380 g/kWhel)

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, CO₂ einzusparen. Dies sollte eigentlich bedeuten, dass die Emission von CO₂ entsprechend besteuert werden müsste, um geeignete Anreize zur CO₂-Einsparung zu setzen. Genau das Gegenteil ist der Fall: Die Steuern und Abgaben je kg emittiertem CO₂ liegen bei Erdgas nur bei 7,1 €ct. Beim Strom für die Wärmepumpe liegen sie je nach Jahresarbeitszahl bei 66,1 €ct (Luft-Wasser-Wärmepumpe) bzw. sogar 88,1 €ct bei der noch effizienteren Geothermie-Wärmepumpe.

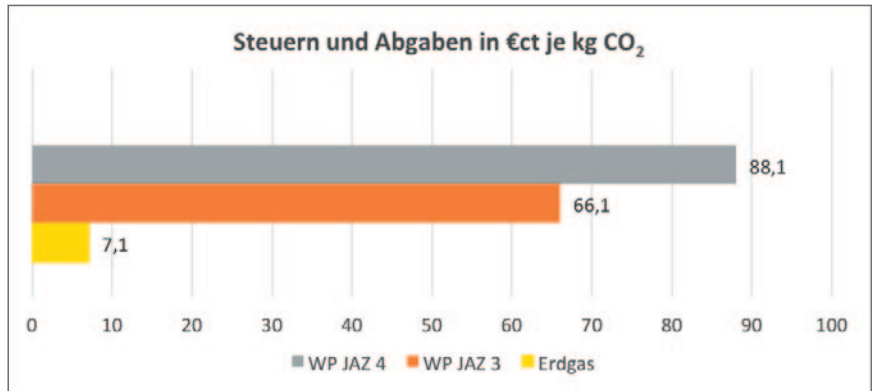


Abbildung 7-4: Umlegung der Steuern und Abgaben entsprechend der CO₂-Emission (CO₂-Strommix DE im Jahr 2013 = 617 g CO₂/kWhel)

7.2.2 Beispielhafter Kostenvergleich unterschiedlicher Wärmeerzeuger

Unbestreitbar sind die höheren Investitionskosten für eine Wärmepumpe gegenüber einem Gasbrennwertgerät. Die Planung ist aufwendiger. Die Erschließung der Wärmequelle verursacht Kosten, die zudem oft auch noch durch staatliche Genehmigungen und Gutachten verteuert werden. Hinzu kommen manchmal weitere Kosten durch den Einbau von Flächenheizungen, die den Betrieb von Wärmepumpen noch effizienter machen. Als Beispiel im Neubaubereich EFH bei einer Auslegungsleistung von etwa 12,5 kW_{th} und einem Wärmebedarf von etwa 20.000 kWh/a schlagen die Mehrkosten mit etwa 5.000 € bei der Aerothermiewärmepumpe und mit etwa 15.000 € bei Geothermiewärmepumpen zu Buche. Annuitätisch ergeben sich daraus jährliche Mehrkosten (15 Jahre, 3%) von ca. 420 €/a Aerothermie bzw. 1.020 €/a Geothermie, die früher durch niedrige Strombezugskosten aufgefangen worden sind (die Geothermie-Mehrkosten sind dabei stark von den regionalen Anforderungen und Bedingungen sowie von behördlichen Auflagen abhängig und können ggf. auch niedriger ausfallen). Die starke Belastung des Strompreises in den letzten Jahren und der Preisverfall im Bereich fossiler Brennstoffe (Erdgas, Heizöl) haben dazu geführt, dass Wärmepumpen heute gegenüber Öl- oder Gasheizungen in der Gesamtkostenbetrachtung nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Nur im Neubaubereich und bei tiefer Sanierung gibt es aufgrund der erhöhten Anforderungen nach EnEV noch einen Markt für Wärmepumpen. Der Absatz von Wärmepumpen stagniert deshalb in Deutschland seit mehreren Jahren. Die Energiewende im Wärmemarkt droht zu scheitern.

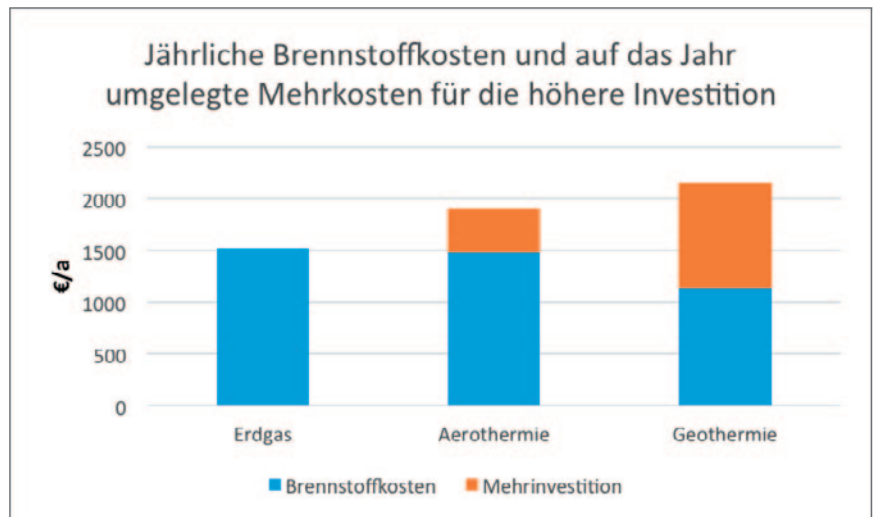


Abbildung 7-5: Beispielhafter Kostenvergleich Gas-Brennwert – Aero. Wärmepumpe (JAZ 3) – Geo. Wärmepumpe (JAZ 4)

Bei einer Wärmeabnahme von 20.000 kWh/a verursacht die Aerothermie-wärmepumpe (JAZ 3) jährlich 380 € höhere Kosten, die effizientere Geothermiewärmepumpe (JAZ 4) sogar 630 € (s. Abbildung 7-5). Um den Verkauf von Wärmepumpen als derzeit effizientestes Heizsystem anzukurbeln, müsste der Bruttostrompreis bei der Aerothermie um mindestens 5,7 Ct/kWh, bei der Geothermie sogar um 12,6 Ct/kWh reduziert werden. Denkbar wäre auch eine Reduzierung der Abgaben im Strompreis kombiniert mit einem einmaligen Investitionskostenzuschuss.

7.2.3 Eigenstromnutzung zur Wärmeerzeugung

Eine eigene PV-Anlage auf dem Dach verursacht heute Investitionskosten von etwa 1.200 bis 1.500 € je kW_p. Die Stromgestehungskosten aus einer solchen Anlage liegen damit bereits heute nur noch zwischen 11 und 15 Ct/kWh, also deutlich unter den Preisen für einen Strombezug vom Versorger. Es ist davon auszugehen, dass die Preise für PV-Anlagen auch in den nächsten Jahren noch weiter sinken werden, so dass sich der Kostenvorteil bei einer Eigennutzung gegenüber Fremdbezug aus dem Netz weiter vergrößern wird.

Die Nutzung von selbst erzeugtem Strom aus Photovoltaik zum Betrieb von Wärmepumpen ist heute aus tariflichen Gesichtspunkten deutlich erschwert. Das für Haushaltskunden typische Standardlastprofil passt nicht. Wenn der Versorger aber zustimmt, dann kann der Strom zum Strompreis für den Haushalt abgerechnet werden. Die Wärmepumpe kann in diesem Fall Strom aus der Eigenerzeugung nutzen. Die Wärmepumpe dann jedoch keine „abschaltbare“ Leistung mehr dar und der Kunde zahlt dann für den vom Versorger bezogenen Strom den Preis für Haushaltskunden; das sind etwa 7 Ct/kWh mehr als für Wärmepumpenstrom. Die Wärmepumpe leistet in diesem Fall nur noch einen begrenzten Beitrag zur Lastflexibilisierung,

- Die Eigenstromerzeugung kann optimal ausgenutzt werden.
- Der CO₂-Ausstoß kann weiter verbessert werden, weil selbst erzeugter Strom aus PV CO₂-frei ist.

Relativierend muss jedoch bemerkt werden, dass die Eigenstromnutzung aus PV-Anlagen allein nicht ausreichend ist, um das Ziel einer hohen CO₂-Einsparung zu erreichen. Eine vollständig autarke Versorgung wird nicht oder zumindest nicht wirtschaftlich möglich sein. Gerade in den Wintermonaten muss auf zusätzlichen Strombezug aus dem Netz zurückgegriffen werden. Außerdem ist nur ein Teil der Gebäude mit PV-Eigenstromversorgung ausrüstbar. Daher müssen Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien auch aus anderen Quellen (z. B. Wind), die nur über das Stromnetz erschlossen werden können, geschaffen werden. Hierzu bedarf es Stromtarife, die eine Nutzung von Strom im Wärmemarkt gegenüber den fossilen Energieträgern nicht benachteiligen. Dies ließe sich z. B. durch eine Stromtarifgestaltung mit höheren Fixkostenanteilen bei gleichzeitig abgesenkten variablen Anteilen (Arbeitspreis) erreichen. Darüber hinaus müssen diese Tarife im Sinne einer Lastflexibilisierung so gestaltet werden, dass sie insbesondere eine Nutzung bei hohem EE-Dargebot begünstigen, z. B. durch eine Flexibilisierung der EEG-Umlage.

7.3 Abgabenstruktur heute für PtH im Rahmen der Fernwärme

Im Rahmen des Projektes „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien“ [Agora 2014] wurde die Abgabenstruktur von PtH in der Fernwärme untersucht und rechtliche Handlungsvorschläge erarbeitet, die eine Nutzbarmachung von EE-Strom ermöglichen. Im Folgenden wird von einem Einsatz einer Power-to-Heat-Anlage mit Elektrodenkesseln ausgegangen. Durch die Personenidentität KWK-Anlagenbetreiber und PtH-Anlagenbetreiber und die öffentliche Versorgungssituation der KWK im Fall der Fernwärme ist dies einfacher rechtlich und wirtschaftlich strukturiert als der Fall im Industriebetrieb (siehe nächster Abschnitt). Im Fall von Power-to-Heat müssen dabei 3 Fallunterscheidungen getroffen werden:

- PtH mit Fremdstrombezug → hier ist die Nutzung von Strom selbst bei negativen Börsenpreisen aufgrund der Abgabenstruktur in voller Höhe nicht möglich. Es kommt zu einer Abregelung von EE-Strom im Rahmen der Marktprämie.
- PtH mit KWK-Strom aus zeitgleicher Eigenerzeugung im räumlichen Zusammenhang (Personenidentität KWK-Anlagen und Elektrodenkessel, keine Nutzung des Stromnetzes)

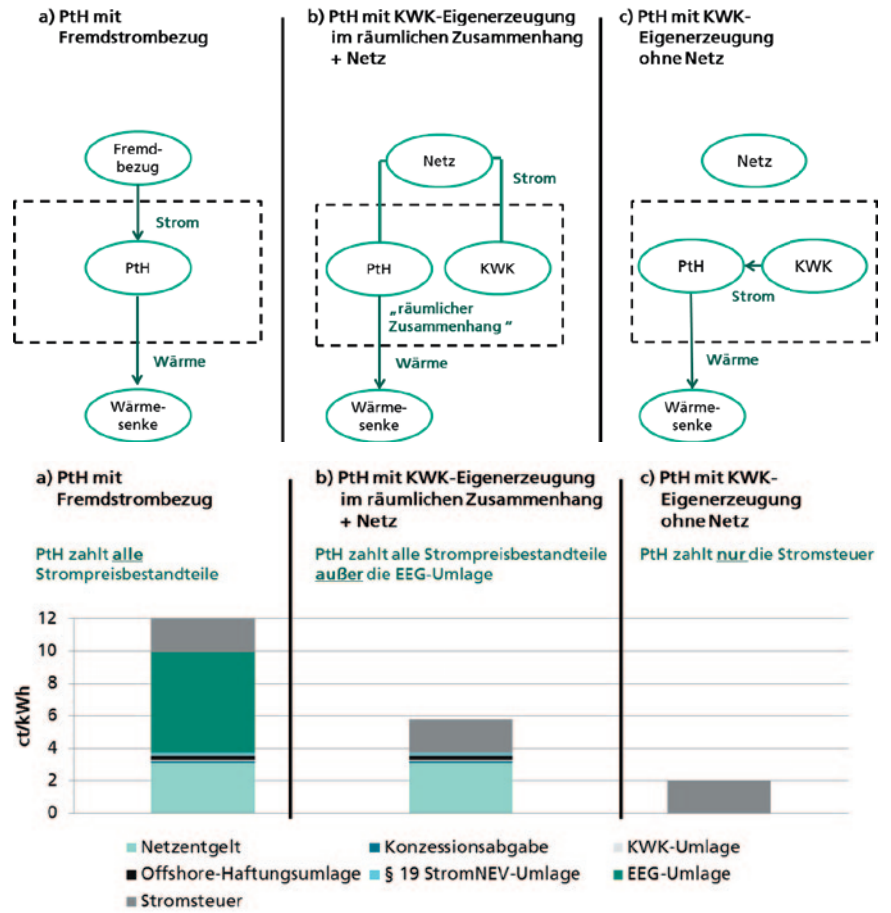
→ Es entfällt die EEG-Umlage bei alten KWK-Anlagen. Neue KWK-Anlagen zahlen anteilig die EEG-Umlage (siehe unten).

Wird hingegen das Stromnetz genutzt, dann fällt für neue Anlagen die volle EEG-Umlage an und es liegt nach EEG 2014 keine Eigenversorgung vor, so dass keine Privilegierung erfolgt.

- PtH mit KWK-Strom aus direkter zeitgleicher Eigenerzeugung (gleicher Netzanschlusspunkt KWK-Anlage und Elektrodenkessel) → Es muss nur die Stromsteuer gezahlt werden, und bei neuen KWK-Anlagen anteilig die EEG-Umlage (siehe unten)

KWK-Eigenerzeugung kann für Anlagen attraktiv sein, wenn der Börsenpreis für einen Verkauf des Stroms unwirtschaftlich ist und stattdessen ein durch Energiesteuer belasteter Gas-Heizkessel /-Heizwerk ersetzt werden kann oder Anfahrkosten der KWK-Anlage gespart werden können. Der Energiewirtschaftliche Rahmen ermöglicht aber nicht den Bezug von überschüssigem EE-Strom mittels Fremdstrombezug.

Mit dem EEG 2014 zahlen neue KWK-Anlagen 30% der EEG-Umlage bei Eigenerzeugung (35% ab 2016 und 40% ab 2017). Für bestehende KWK-Anlagen wird weiterhin keine EEG-Umlage fällig.



Quelle: [Agora 2014]

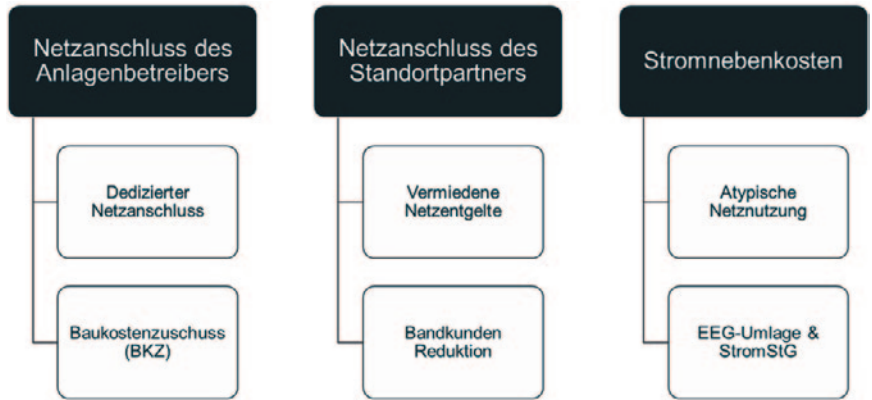
Abbildung 7-7: Abgabenstruktur für PtH in der Fernwärme für KWK-Bestandsanlagen

Um die Effizienzpotenziale von Power-to-Heat zu heben (Fremdstrombezug in Zeiten negativer Preise und damit Verhinderung der EE-Abregelung im Rahmen der Marktprämie), wäre entweder eine reduzierte EEG-Umlage im Fall des Fremdstrombezugs von 1,5 ct/kWh als technologiespezifische Änderung für PtH notwendig. Alternativ und technologieoffen würde einen dynamische EEG-Umlage wirken.

7.4 Abgabenstruktur heute bei PtH in der Industrie

Bei der Entscheidung, eine der oben beschriebenen technischen Einheiten einzusetzen (im Folgenden wird von einem Einsatz einer Power-to-Heat Anlage mit Elektrodenkesseln ausgegangen) hat sich ein Industriekunde neben den technischen Aspekten insbesondere mit den rechtlichen Themen auseinanderzusetzen, um sich am Ende nicht nur für ein machbares sondern auch für ein wirtschaftliches Projekt entscheiden zu können.

Die Gestaltung des Stromnetzanschlusses als auch die Netznutzung und die damit verbundenen Stromnebenkosten stellen im Rahmen der heute geltenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine wesentliche Herausforderung für eine wirtschaftliche Projektumsetzung dar. Die folgende Grafik gibt eine Übersicht der rechtlichen Themen:



Quelle: ENERSTORAGE

Abbildung 7-8: Übersicht der rechtlichen Themen bei einer Projektumsetzung

7.4.1 Herausforderungen am Netzanschluss des Anlagenbetreibers

Beim Stromnetzanschluss ist entscheidend, inwiefern ein dedizierter Netzanschluss für die neu zu errichtende technische Einheit notwendig ist oder ob auf eine bestehende Stromanschlussleitung an das öffentliche Stromnetz zurückgegriffen werden kann. Bei einem dedizierten Netzanschluss kann ein Baukostenzuschuss (BKZ) durch den Netzbetreiber erhoben werden. Der Baukostenzuschuss berechnet sich aus dem Leistungspreis der Netzebene und der bestellten Leistung.

$$\text{BKZ} = \text{Leistungspreis (> 2.500 h/a)} \text{ der Netzebene} \times \text{bestellte Leistung}$$

Bei einer Power-to-Heat Anlage von 10 MW und einem beispielhaften Leistungspreis von 50 €/kW für die Mittelspannungsebene bei einer Jahresbenutzungsdauer von > 2.500 Stunden ergibt sich ein Baukostenzuschuss von 500.000 €. Kann ein bestehender Anschluss an das öffentliche Stromnetz genutzt werden, so lässt sich in bestimmten Konstellationen die Zahlung eines Baukostenzuschusses vermeiden und das Projekt wird wirtschaftlicher.

Hintergrund Baukostenzuschuss:

Der Netzbetreiber wird gem. § 17 Abs. 1 EnWG in die Pflicht genommen, Letztverbraucher zu angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten Bedingungen an ihr Netz anzuschließen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat ein Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspan-

nung veröffentlicht.²⁸ Dieses Positionspapier legt fest, dass der Netzbetreiber einen BKZ erheben kann und es sich bei einem Baukostenzuschuss um eine einmalig vom Anschlussnehmer zu entrichtende Zahlung handelt, die dem Ausbau des allgemeinen Netzes zu Gute kommt und im Zuge der Anschlusserrstellung erhoben wird.²⁹ Der BKZ hat ausschließlich eine Leitungs- und Steuerungsfunktion zur Vermeidung der Überdimensionierung; d. h. es soll verhindert werden, dass ein Anschlussnehmer einen Netzananschluss bestellt, der angesichts seiner tatsächlichen Nutzung überdimensioniert ist.³⁰ Als maximale Höhe, bis zu welcher ein BKZ als rechtmäßig anzusehen ist, hat die BNetzA für reguläre Anschlussnehmer die Gültigkeit des sog. Leistungspreismodells festgelegt.³¹ Die abgenommene elektrische Leistung und Energie wird gemäß eines individuell abzustimmenden Anschluss- und Messkonzepts an separaten Zählern durch den örtlichen Verteilnetzbetreiber erfasst und grundsätzlich nur im Rahmen bestehender Verträge genutzt.

7.4.2 Herausforderungen am Netzananschluss des Standortpartners

Wird der bestehende Netzananschluss des Industriekunden genutzt, ist sicherzustellen, dass der Industriekunde durch Einbindung der neuen Anlage seine energierechtlichen Vergünstigungen nicht gefährdet. Für Industriekunden sind insbesondere Ansprüche auf vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 StromNEV und die Anerkennung seines Bandkunden-Status i.S.v. § 19 II S.2 StromNEV relevant.

I.S.v. § 18 StromNEV erhalten dezentrale Einspeiser ein Entgelt, welches sich durch die Einspeiseleistung zum Zeitpunkt der höchsten Netzlast im Verteilnetz (ex-post Betrachtung) bestimmt. Bei Einsatz einer Power-to-Heat Anlage, welche Strom bezieht um Wärme zu erzeugen, wird die Einspeiseleistung des Kraftwerks reduziert. Problematisch wird dies, sofern dies zum Zeitpunkt der höchsten Netzlast erfolgt. Sollte die Power-to-Heat Anlage als Systemdienstleistung im Regelleistungsmarkt eingesetzt werden, so ist es nicht auszuschließen, dass es gerade dann zu einem Abruf der Anlage kommt, wenn eine hohe Netzlast vorliegt. Die vermiedenen Netzentgelte i.S.v. § 18 StromNEV wären somit gefährdet.

Bandkunden haben durch ihre besonders gleichmäßige Abnahmestruktur eine stabilisierende Wirkung auf das Stromnetz und zahlen daher ein re-

28 Siehe BNetzA BK6p-06-003: *Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung.*

29 Eine Verpflichtung zur Erhebung eines Baukostenzuschusses ergibt sich daraus nicht, vgl. Positionspapier der BNetzA (BK 6) zur Erhebung von BKZ vom 05.01.2009, S. 1.

30 *de Wyl/Eder/Hartmann*, N(D)AV-/GVV Kommentar, Teil 4 Rdnr. 1f. zu § 11 NAV; *Hartmann*, in: *Danner/Theobald*, Teil IV Anschl/VersorgBdg, B2; Rdnr. 10ff. zu § 11 NAV. Ebenso Gesetzgeber, vgl. amtliche Begründung zu § 11 NAV, BR-Drucks. 367/06, S. 45ff. Auch OLG Düsseldorf, 25.01.2012, VI-3 Kart 136/10, RdE 2012, S. 339 sowie Positionspapier der BNetzA (BK 6) zur Erhebung von BKZ vom 05.01.2009.

31 Positionspapier der BNetzA (BK 6) zur Erhebung von BKZ vom 05.01.2009, S. 1ff: „BKZ=Leistungspreis (<2.500 h/a) der Netzebene x bestellte Leistung“.

duziertes Entgelt i.S.v. § 19 II S. 2 StromNEV. Das Kriterium für den Vorteil dieser Reduktion ist die Benutzungsstundenanzahl. Diese berechnet sich durch den Quotient der Gesamtarbeit und der Höchstlast. Nach momentaner Gesetzeslage gefährdet die Abnahme von positiver wie negativer Regelenergie durch einen Industriebetrieb allerdings seinen rechtlichen Status als Bandkunde. Denn durch die spontane, kurzfristig notwendige Abnahme von überschüssigen Strommengen, ist die Stromabnahme des Betriebs nicht mehr konstant. Dass sich der Strombedarf des Betriebs so an die Schwankungen im Stromnetz anpasst, die Industrie das Stromnetz also noch stärker stützt und die spontanen Bedarfsschwankungen nicht vom Betrieb selbst verursacht werden, bleibt hier leider unberücksichtigt.

7.4.3 Stromnebenkosten

Für die Netznutzung sind nach §§ 15 ff. StromNEV Netzentgelte zu entrichten. Im „Netznutzungsvertrag“ werden die zu zahlenden Netzentgelte festgelegt. Die Power-to-Heat Anlage erhält einen eigenen Zählpunkt und ist als Letztverbraucher Netznutzer mit einem eigenen Netznutzungsvertrag. Fraglich ist, inwiefern der Betrieb einer Power-to-Heat Anlage als eine Sonderform der Netznutzung anzusehen ist und damit ein Vertrag über individuelle Netzentgelte mit dem Anschlussnetzbetreiber abgeschlossen werden kann. Sonderformen der Netznutzung sind gem. § 19 StromNEV geregelt. Unter die Sonderformen fallen u. a. die atypische Netznutzung, § 19 II 1 StromNEV. Voraussetzung für eine atypische Netznutzung ist, dass eine verbraucherseitige Entlastung des elektrischen Energiebedarfs zu Spitzenlastzeiten vorliegt, d. h. wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannungsebene erheblich abweicht (siehe § 19 StromNEV). Je nach angeschlossener Netzebene liegt die Erheblichkeitsschwelle zwischen 5 und 30%. Dazu kommt die Anforderung der Überschreitung einer Bagatellgrenze, d. h. die Netzentgelt-Reduktion muss mindestens 500 € betragen. Des Weiteren hat eine Prognosebegründung vorzuliegen, d. h. es hat eine Anzeige bei der BNetzA zu erfolgen. Bei atypischer Netznutzung sind verminderte Netzentgelte i.S.d. § 19 II S. 1 StromNEV zu zahlen. Diese verminderten Netzentgelte wären allerdings gefährdet, sollte gerade in den Hochlastzeitfenstern zu einer erhöhten Netznutzung kommen. Wie in Kapitel 5.3.3 beschrieben, werden Anlagen von Industriekunden nach heutigem Stand überwiegend in der Regelleistung eingesetzt. Zu einem Abruf beziehungsweise zur Erbringung von Regelenergie kann es auch in den Hochlastzeitfenstern kommen. Daher stellt die BNetzA klar, dass Leistungsspitzen, die durch die Erbringung negativer Regelenergie entstanden sind, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallende Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen sind. Diese Klarstellung ist wichtig, da somit solche Leistungsspitzen nicht zu einer höheren Jahreshöchstlast im Hochlastzeitfenster führen können.

Damit wird sichergestellt, dass selbst ein Abruf zum Zeitpunkt der Spitzenlast den Anspruch auf verminderte Netzentgelte nicht gefährdet und eine atypische Netznutzung vorliegt. Somit ist der Einsatz einer Power-to-Heat Anlage zur Erbringung von Regelenergie ganzjährig möglich. Zur Anerkennung der atypischen Netznutzung bedarf es einer Anzeige bei der Bundesnetzagentur.

Neben den Netzentgelten sind weitere Stromnebenkosten zu entrichten, hierbei sind für einen wirtschaftlichen Business Case eines Projektes insbesondere die EEG-Umlage und die zu zahlende Stromsteuer relevant (vgl. dazu Kapitel 7.1.2). Darüber hinaus zu entrichtende Stromnebenkosten sind Umlagen nach § 9 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), § 17f EnWG (Belastungsausgleich/Offshore), § 18 AbLaV (abschaltbare Lasten) und die Konzessionsabgabe.

7.4.4 Zwischenfazit

Die Wirtschaftlichkeit und damit die Umsetzung eines Power-to-Heat-Projektes an einem Industriestandort hängen von mehreren Faktoren ab. Zum einen gilt es, die Netzanschluss-Situation des Standortpartners durch den Betrieb einer Power-to-Heat Anlage nicht negativ zu beeinflussen, so dass bestehende Sondersituationen des Standortpartners, wie z. B. der Bandkunden-Status, berücksichtigt werden. Zum anderen stellen die zu zahlenden Stromnebenkosten, hier insbesondere die EEG-Umlage und die Netzentgelte, eine zusätzliche Hürde für den Einsatz einer Power-to-Heat Anlage dar. Die dritte Herausforderung, und für eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit eines Power-to-Heat-Projektes ein „Projekt-Killer“ Kriterium, ist die Erhebung eines Baukostenzuschuss für den Netzanschluss der Power-to-Heat Anlage, bei dessen Erhebung die Wirtschaftlichkeit des Projektes stark gefährdet oder nicht mehr möglich ist, wenn eine in der Industrie übliche Amortisationszeit von 1–3 Jahren zu erreichen ist (vgl. hierzu 5. Handlungsempfehlungen).

7.5 Anreize / Hemmnisse bei DSM mit dezentralen Anlagen

7.5.1 Prinzipieller Aufbau eines DSM-Systems mit dezentralen Anlagen (Stromsenken)

Bei einem DSM-System mit dezentralen Anlagen (Stromsenken) werden die Steuerimpulse von einem zentralen Aggregator ausgeführt. Die generelle Geschäftsmodellidee besteht darin, Arbitrage-Vorteile durch einen geschickten Stromeinkauf an den heutigen Stromhandelsmärkten (langfristig vs. kurzfristig, Day-ahead und Intraday Market) zu generieren. Dazu muss ein zentrales Steuerungssystem aufgebaut sein, an das

entsprechend viele kleine, dezentral verteilte Stromsenken (Wärmepumpen, Speicherheizungen, Heizstäbe und perspektivisch auch E-Mobilität) angeschlossen sind. Abbildung 7-9 zeigt exemplarisch den Aufbau eines solchen Systems.



Abbildung 7-9: Steuerungskonzept für DSM-Systeme

7.5.2 Prinzipieller Betrieb eines DSM-Systems mit dezentralen PtH-Anlagen

Die Belieferung dieser Kunden (Stromsenken) geschieht heute durch sogenannte Temperaturlastprofile (TLP). Dies sind standardisierte Lastprofile, die der Verteilnetzbetreiber den Lieferanten (Vertrieben) zur Verfügung stellen muss. Der Lieferant beschafft anhand der Lastprofile die Stromkontingente und stellt diese in den Bilanzkreis ein. Abweichungen werden dem Lieferanten nur dann in Rechnung gestellt, wenn dieser das tagesgültige TLP nicht exakt in den Bilanzkreis eingestellt und auch geliefert hat. Abweichungen, die auf Grund eines anderen Verhaltens der TLP-Kunden auftreten, werden in der Mehr-Minder-Abrechnung allokiert und den TLP-Kunden pauschal über den Strompreis berechnet.

In einem DSM-System ist nun die Tagesstrommenge täglich zu ermitteln und anhand der Preisinformationen des Folgetages (z. B. Day-ahead Market) preisoptimal einzusetzen. Die Beschaffungsstrategie liegt dabei in der Verantwortung des Lieferanten. Dieser meldet einen Fahrplan für den Folgetag im Bilanzkreis an und stellt die entsprechenden Strommengen stundenscharf ein. Sollten sich innerhalb eines Tages weitere Arbitrageopportunitäten ergeben, so sind Anpassungen im Rahmen der heutigen Regeln der Bilanzkreisbewirtschaftung möglich.

7.5.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen eines DSM-Systems

Wie schon in vorherigen Abschnitten beschrieben ist der Strompreis für TLP-Kunden in hohem Maß durch nichtbeeinflussbare Komponenten festgelegt. Sowohl die Steuern und Abgaben wie auch die Netzentgelte sind unabhängig von Angebot und Nachfrage und werden über die Arbeitsprei-

se erhoben. Einzig der Stromeinkauf hat noch einen gewissen Spielraum. Allerdings macht dieser Anteil am Wärme-Strompreis meist kaum noch 30% aus. Abbildung 7-10 zeigt die Strompreiszusammensetzung.

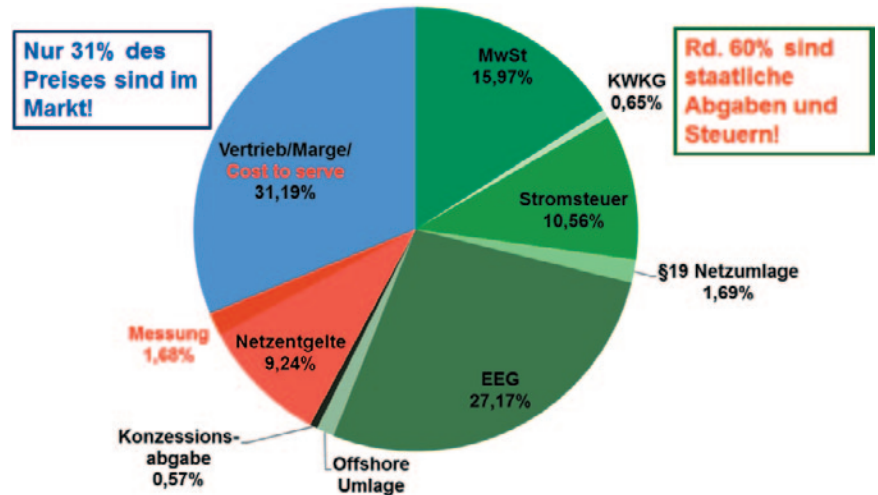


Abbildung 7-10: Zusammensetzung der Strompreise

Angesichts dieses fixen Preiskorsetts sind die monetären Stellhebel, ein DSM-System mit verteilten Stromsenken wirtschaftlich zu betreiben, äußerst gering. Die einmaligen Fixkosten des Systemaufbaus lassen sich nur durch eine entsprechende große Anzahl von teilnehmenden TLP-Kunden refinanzieren. Die operativen Kosten eines solchen Systems müssen dabei äußerst niedrig gehalten und durch optimale und kostenoptimierte Prozesse umgesetzt werden. Andernfalls werden mögliche Arbitragen durch erhöhte Prozesskosten egalisiert.

Daraus lässt sich schlussfolgern, dass der vertriebliche Anreiz, ein solches System zu etablieren, unter den heutigen Rahmenbedingungen gering bleibt. Die Idee, die EEG-Umlage zu flexibilisieren, könnte hier bei richtiger Ausgestaltung und entsprechendem Hebelsatz einen positiven Effekt haben.

7.5.4 Rechtliche Rahmenbedingungen eines DSM-Systems

Das zuvor beschriebene DSM-System ist heute insbesondere wegen fehlender rechtlicher Rahmenbedingungen nicht umsetzbar.

Temperaturlastprofile (TLP) vs. registrierende Lastmessung (RLM): Das TLP-System beschreibt ein massenmarktaugliches Beschaffungs- und Abrechnungssystem für Kleinkunden unter 100.00 kWh Jahresverbrauch. Die Strommengen werden jährlich saldiert und abgerechnet. Leistungsspitzen sind kein Bepreisungstatbestand. Für eine lastabhängige Belieferung, die sich u. a. an der nicht vorhersagbaren Einspeisung von regenerativen fluktuierenden Erzeugungsanlagen orientiert, sind jedoch starre Lastprofile

für eine bedarfsgerechte Abrechnung ungeeignet. Die starren Lastprofile müssen flexibilisiert werden.

Heute kommt hierfür das RLM-System zum Einsatz. Dieses System gilt heute für Kunden mit Jahresverbräuchen größer als 100.000 kWh pro Jahr. Der Stromzähler misst neben dem Verbrauch auch die Leistung und Blindleistung. Der Kunde ist für die Einhaltung der vertraglich festgelegten maximalen Leistung verantwortlich. Überschreitet er sie, ist der Lieferant berechtigt, ihm diese Mehrleistung in Rechnung zu stellen, da durch die Abweichung im Bilanzkreis der Einkauf von Regelenergie notwendig wird. Dieses bisherige RLM-System ist für ein wie oben beschriebenes DSM-System ungeeignet. Zum einen sind die Prozesskosten deutlich höher als der zu erwartende Vorteil aus den Arbitragegeschäften, zum anderen wird die Abweichung ex-Post durch den Verteilnetzbetreiber ermittelt. Eine kurzfristige Anpassung des Lastverlaufs ist nur durch den Kunden selbst möglich, wenn dieser ein aktives Lastmanagement etabliert hat.

Ein dezentral gesteuertes DSM-System, in dem nicht der Kunde (i.d.R. über die Schaltzeiten seiner Anlage) bestimmt, benötigt eine sekunden-genaue, mindestens jedoch eine minutengenaue Steuerung, um Abweichungen des Fahrplans korrigieren zu können und Regelenergiekosten zu vermeiden.

Die BNetzA verlangt heute, dass Kunden, die flexibel beliefert werden, an der Entnahmestelle zum öffentlichen Netz mit einem RLM-Zähler ausgestattet sind. In Zukunft wird/soll das für Haushaltskunden der Smart Meter werden. Eine Arbeitsgruppe beim BMWi erarbeitet Prozessregeln, die eine künftige flexible Belieferung von Haushaltskunden ermöglichen soll. Dazu gehört neben dem Smart Meter ein Smart Meter Gateway, das von einem unabhängigen Smart Meter Gateway Administrator betrieben werden soll. Dieser ist dann für die Verteilung der Viertelstunden Werte verantwortlich. Ob damit eine wirtschaftliche Belieferung des Kunden möglich ist, entscheiden nicht zuletzt die Gebühren, die für den Betrieb des Gateways und des Administrators aufgerufen werden.

Eine weitere Möglichkeit DSM einzusetzen, wäre die aggregierte Leistung dem örtlichen Verteilnetzbetreiber als Systemdienstleistung anzubieten. Idee dieses Ansatzes ist es, Abweichungen im Bilanzkreis nicht durch die Regelenergie des ÜNB auszugleichen sondern bereits lokal im eigenen Verteilnetz durch entsprechend kontrahierte Leistungsreserven. Diese müssen sich natürlich an den Preisen des Regelenergiemarktes messen lassen. Der VNB kann heute jedoch eine derartige Systemdienstleistung nicht über die Netzentgelte geltend machen.

7.5.5 Chancen und Risiken eines DSM-Systems aus Sicht Kunde – Anbieter – Netz

Kunde: Kunden werden an einem DSM-System nur teilnehmen, wenn sich wirtschaftlich ein Vorteil für sie ergibt. Diesen wirtschaftlichen Vorteil zu erwirtschaften, wäre Aufgabe des Lieferanten und ist auf jeden Fall im nicht regulierten Bereich anzusiedeln. Der Lieferant müsste nicht nur den wirtschaftlichen Vorteil garantieren, sondern darüber hinaus, gewährleisten, dass der Komfort des teilnehmenden Kunden (im konkreten Fall: warme Wohnung, warmes Wasser) zumindest gleich bleibt wenn nicht gesteigert wird.

Anbieter: Anbieter werden ein solches DSM-System nur aufbauen, wenn sich langfristig damit ein positiver Business Case aufzeigen lässt. Dazu sind längerfristig verlässliche Rahmenbedingungen notwendig, die sicherstellen, dass sich die Investitionen mittelfristig rechnen. Vorteilhaft an solch einem System ist die Differenzierungsmöglichkeit gegenüber dem Wettbewerb. Ein erfolgreicher DSM-Anbieter kann damit werben besser zu sein und somit weitere Kunden gewinnen. Um ein solches DSM-System zu etablieren und zu betreiben sind bestimmte Kompetenzen notwendig. Voraussetzung ist ein 24 Stunden besetztes Portfoliomanagement, das die Preisentwicklungen am Strommarkt permanent überwacht als aber auch die Flexibilität des Portfolios kennt und dieses einsetzen kann.

Verteilnetz: Der Verteilnetzbetreiber gewinnt durch die Flexibilisierung eines nennenswerten Anteils von bisher unflexiblen Stromnutzern Optionen zur Verbesserung der Netzstabilität. Die bisherigen Temperaturlastprofile sind zu unflexibel, um auf die geänderten Einspeisebedingungen reagieren zu können. Die nennenswert im Verteilnetz dezentral verteilten PtH-Lasten (Wärmespeicher: 12 GW bzw. 12.000 GWh; Wärmepumpen: 2,3 GW bzw. 4.100 GWh) netzdienlich einzusetzen, kann helfen Netzausbaukosten zu reduzieren und die Nutzung ansonsten abgeregelten regenerativen Stroms deutlich zu erhöhen.

7.5.6 Zwischenfazit

Zentral gesteuerte DSM-Maßnahmen mit dezentral verteilten PtH-Lasten könnten zur besseren Integration der ansonsten abgeregelten regenerativen Stromerzeugung beitragen, wenn die regulatorischen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Teilnahme ermöglichen würden. Die regulatorischen Rahmenbedingungen müssen dabei längerfristig verlässlich sein, weil im Gegensatz zu Industriekunden, die solche Maßnahmen in 1–3 Jahren abschreiben, private Haushaltskunden Investitionen in diesem Bereich für mindestens 10 Jahre tätigen. Da nur sukzessive ein solches Kundenportfolio bei Lieferanten aufgebaut werden kann, braucht es auch für die Aggregatoren einen verlässlichen Rahmen. Vorteil einer solchen Lösung wäre, dass ein solches System ohne Subventionen auskommt und in den unbundelten und liberalisierten Strommarkt passen würde.

7.6 Anreizmöglichkeiten zum wirtschaftlichen Einsatz von PtH-Anlagen

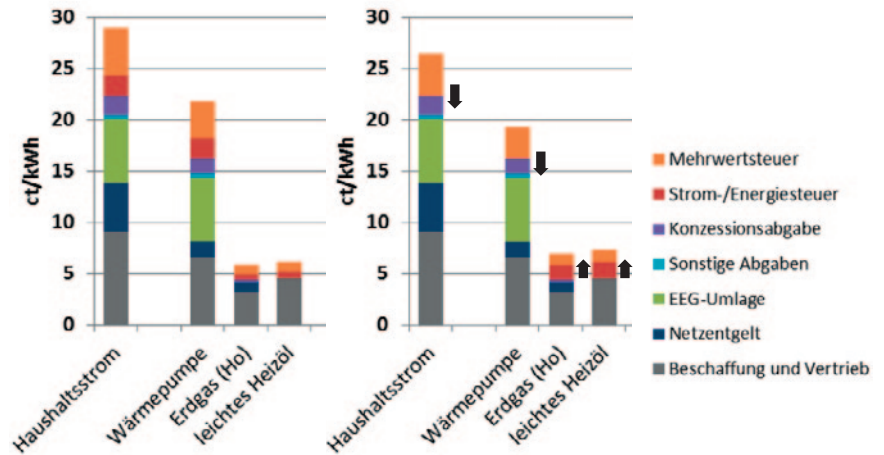
Die folgenden Handlungsempfehlungen fokussieren sich auf zwei PtH-Technologien – effiziente Rahmenbedingungen für Wärmepumpen und für hybride (bivalente) PtH-Systeme.

7.6.1 Umschichtung der Stromsteuer für Primärenergieeinsparung

Das Ziel der Stromsteuer war es ursprünglich, Energie zu verteuern, um Energieeffizienz anzureizen. Diese Funktion hat im Stromsektor schon längst die EEG-Umlage übernommen. Im BMWi-Grünbuch wird anerkannt, dass die Sektorkopplung durch die ungleiche Belastung von Strom und Heizöl oder Erdgas gehemmt ist. Durch die Etablierung effizienter Sektorkopplungstechnologien ergeben sich um ein vielfaches höhere Primärenergieeinsparungen als bei fossilen Referenztechnologien.

Deswegen wird eine Abschaffung der Stromsteuer (für alle Letztverbraucher) sowie die gleichzeitige Erhöhung der Energiesteuer im Wärmebereich als aufkommensneutrale Maßnahme (Fiskus) vorgeschlagen. Auf diesem Weg ließe sich das ursprüngliche Ziel der Stromsteuer (Primärenergieeinsparung) deutlich besser erreichen. Gerade in der aktuellen Situation von gefallenem Preisen für Öl und Gas ist für eine Umsetzung dieser Maßnahme eine höhere Akzeptanz zu erwarten. Für einen Haushalt der sowohl Strom als auch Gas oder Öl verbraucht sind die Auswirkungen relativ gering. Mit dem genannten Vorschlag würde sich die in Abbildung 7-11 dargestellte Situation einstellen – also eine Verbesserung der Kostenstruktur für effiziente Sektorkopplungstechnologien und Verschlechterung für die Wettbewerbsttechnologien Gas und Öl.

Hierbei muss aber betont werden, dass dies keine Subvention für neue Stromverbraucher darstellt. Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, sind effiziente Technologien für die Kopplung der verschiedenen Energie-Sektoren durch PtH erforderlich. Damit ein Markt die effizientesten Lösungen in den spezifischen Anwendungsfällen umsetzen kann, sind faire Wettbewerbsbedingungen zwischen den Sektoren Strom und Wärme zu schaffen. Hierfür ist ein Ausgleich zwischen der Abgabenbelastung für Strom und fossilen Brennstoffen die Basis und eine Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich.



Quelle: [IWES 2015]

Abbildung 7-11: Umschichtung der Stromsteuer und Auswirkungen auf die Kostenbestandteile für Energie im Haushaltsbereich

Eine Alternative wäre es, die Stromsteuer nur für Wärmepumpen zu erlassen, die Energiesteuer für Heizöl und -gas für alle fossilen Anlagen geringfügig zu erhöhen und damit Investitionskostenzuschüsse für einen in den nächsten Jahren noch beschränkten Wärmepumpen-Absatzmarkt (Markthochlauf) gegenzufinanzieren.

Mittel- bis langfristig erscheint auch eine Besteuerung von CO₂ im Wärmemarkt als hilfreiches Mittel, um fossile Energieträger zu substituieren und um eine effiziente Strom-Wärmekopplung zu ermöglichen. Für dezentrale kleine Anlagen ist eine CO₂-Steuer besser geeignet als ein Emissionshandel, um effiziente Marktsignale für die Umsetzung eines Klimaschutzszenarios zu geben.

7.6.2 Umstrukturierung der Stromtarife

Eine weitere Maßnahme, um einen wirtschaftlichen Betrieb von PtH-Anlagen zu ermöglichen, könnte die Umstrukturierung der Stromtarife sein. Wie schon mehrfach erwähnt, stellen die hohen Arbeitspreise für Strom das größte Hemmnis bei der Markteinführung von PtH-Anlagen dar. Die Kosten der Netze und andere Abgaben (Konzessionsabgabe ...) sollten daher zukünftig nicht mehr, wie heute gebräuchlich, zum größten Teil über die Arbeitspreise refinanziert werden. Angepasst an die Kostenstruktur der Netze (Netze haben fast nur Fixkosten), könnten diese auch durch höhere fixe Anteile im Stromtarif, bei gleichzeitig abgesenkten variablen Anteilen (Arbeitspreis) für Kunden aufkommensneutral refinanziert werden. Ähnlich könnte auch mit anderen Komponenten im Strompreis verfahren werden, die mit dem Stromverbrauch nicht ursächlich in direktem Zusammenhang stehen. Auf diese Weise könnte die Wettbewerbsfähigkeit von PtH-Anlagen deutlich gesteigert werden. Mit einem derartigen Ansatz könnte der variable

Strompreis von heute 29 €/kWh auf 8,6 €/kWh gesenkt werden (Münch 2015). Wärmepumpen wären dann wieder wettbewerbsfähig. Mit einem derartigen Ansatz kämen auch die Kosten für Stromwärme bei hybriden Heizkesseln im Gebäudesektor auch für Kunden ohne PV-Eigenerzeugung in den Bereich der Wettbewerbsfähigkeit (im Vergleich mit den Wärmekosten auf Basis fossiler Energieträger). Erst wenn Stromwärme günstiger ist als der Einsatz fossiler Energieträger werden diese hybriden PtH-Systeme zum Einsatz kommen, um das für den geplanten EE-Ausbau notwendige Flexibilitätspotenzial zu erschließen.

Häufig kommt hierzu der Einwand, dass durch einen niedrigen Arbeitspreis kein ausreichender Anreiz für die Anschaffung energiesparender Geräte besteht. Da der Wärmesektor (Heizung und Warmwasser) 75% des gesamten Energiebedarfs eines Haushalts ausmacht, ergibt sich jedoch gerade durch die Anschaffung der effizienten PtH-Anlagen (insbesondere Wärmepumpen) der größte Hebel zur Energieeinsparung. Für die Anreizung zur Investition in andere energiesparende Geräte gibt es auch noch andere Ansätze, wie z. B. im Beleuchtungssektor, wo ineffektive Systeme sukzessive vom Markt genommen werden, so dass es hierfür keiner hohen Strompreise bedarf.

7.6.3 Sondertarif für „unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ nach § 14a EnWG

Im Folgenden wird eine Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Rahmens für unterbrechbare Verbraucher vorgeschlagen, welche folgende Bestandteile enthält:

Dynamische EEG-Umlage

Es wird eine Einführung einer dynamischen EEG-Umlage – also eine stündlich variable EEG-Umlage in Abhängigkeit des Börsen-Spotmarktpreises – für RLM-Kunden und für „unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ nach § 14a EnWG vorgeschlagen (oder alternativ in einer Einführungsphase nur für Anwendungen nach § 14a). Dabei wird eine Einführung auf freiwilliger Basis präferiert, um eine Schlechterstellung für bestimmte RLM-Kunden und § 14a-Bestandskunden, für welche die Investition in Smart-Meter sich als nicht wirtschaftlich darstellt, zu vermeiden.

Dabei muss explizit darauf verwiesen werden, dass nach den derzeitigen Messstellen-Rahmenbedingungen für die Umsetzung bei unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen eine RLM notwendig wäre, welche jedoch für Kunden mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh gedacht ist. Für Wärmepumpen wäre eine RLM heute noch viel zu teuer, weswegen für Verbraucher nach § 14a durch den VNB und Messstellenbetreiber eine „Zählerstandsgangmessung und -bilanzierung“ als alternative Abrechnung des Fahrplans akzeptiert werden muss. Entsprechende gesetzliche Änderungen sind vorzunehmen.

Dynamische Umlagen ermöglichen zudem eine bessere Vereinbarkeit von Eigenstromoptimierung und flexiblem Fremdstrombezug und damit eine Erhöhung der Markt- und Systemeffizienz.

Verpflichtendes Angebot einer 3-Zähler-Abrechnung (Kaskadenmessschaltung) bei PV-Eigenerzeugung

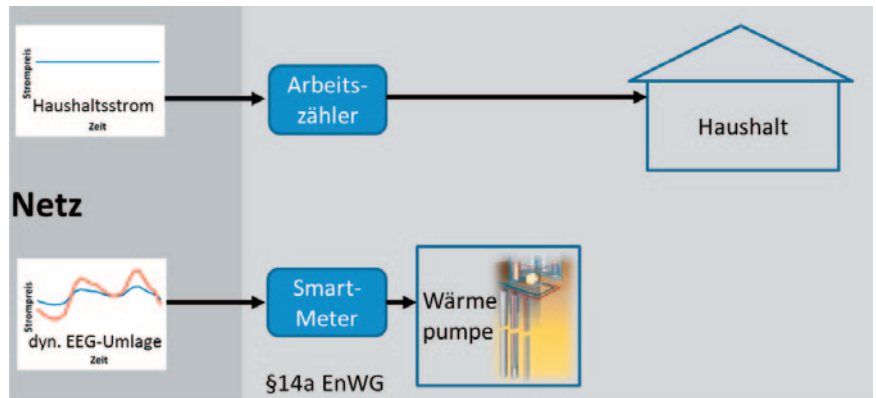
Es wird eine Einführung einer 3-Zähler-Abrechnung – also eine Bestimmung der wirtschaftlich besser gestellten PV-Haushaltsstromdeckung, der PV-Wärmepumpen-Deckung und des § 14a-Fremdstrombezugs mittels 3er-Zähler – als frei wählbare Option gefordert. Damit ist die Pflicht für jeden VNB verbunden, diese Abrechnung den Verbrauchern nach § 14a EnWG für einen den Kosten entsprechenden Grundpreis anzubieten. Dabei ermöglicht der 15-Minutenzähler (als RLM oder Smart-Meter) die Nutzung eines reduzierten Netzentgeltes und der PV-Eigenerzeugung bei gleichzeitiger Abrechnungsmöglichkeit der dynamischen EEG-Umlage.

Verpflichtendes Angebot reduzierter Netzentgelte nach § 14a EnWG

Es wird die Einführung einer Pflicht für jeden VNB gefordert, Verbrauchern nach § 14a EnWG ein reduziertes Netzentgelt anzubieten. Derzeit wird dies lokal unterschiedlich gehandhabt und stellt ein Hemmnis für Wärmepumpen dar.

Durch die Kombination dieser Maßnahmen wird eine Erhöhung des Anreizes zum Lastmanagement erreicht und ein Deckungsbeitrag bei Wärmepumpen und Power-to-Heat geleistet. Es verbessert die Kostenstruktur und die Eingliederung in den Strommarkt. Die Regelungen führen dazu, dass eine Kombination von Wärmepumpen mit PV wirtschaftlich möglich ist. Gleichzeitig wird dadurch die vom BMWi-Grünbuch geforderte bessere Abstimmung der Eigenerzeugung mit dem Strommarkt erreicht, da eine dynamische EEG-Umlage zu einer besseren Marktintegration der Eigenerzeugung bzw. einer Reduktion des Anreizes zur Optimierung von Subsystemen führt.

Viele Konzepte im Bereich Smart-Energy / Smart-Grid bedingen eine großflächige Verbreitung von Smart Metern für Geringverbraucher. Dem stehen aber hohe Transaktionskosten entgegen. Für die flexiblen Anwendungen mit hohem Verbrauch durch Wärmepumpen stellt eine Weiterentwicklung des Systems „unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ eine ideale Möglichkeit dar, im geschützten Bereich des § 14a diese Konzepte umzusetzen und Erfahrungen für eine Übertragung auf weitere Verbraucher zu sammeln.



Quelle: [IWES 2015]

Abbildung 7-12: Weiterentwicklung des § 14a EnWG für mehr Nachfrageflexibilität

7.6.4 Bedarf für die Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Um das energiewirtschaftliche Potenzial von hybriden (bivalenten) PtH-Systemen (z. B. Elektrodenkessel) nutzbar machen zu können, sind Rechtsanpassungen erforderlich, die die aufgezeigten Hemmnisse im Bereich des Strompreises und des Primärenergiefaktors verringern bzw. beseitigen. Zudem sollte die Berechnungsmethodik des Baukostenzuschusses überdacht werden (dazu 7.5.3). Das Ziel sollte sein, möglichst zielgenau darauf hinzuwirken, dass Power-to-Heat-Anlagen eingesetzt werden, um die Abregelung von volatil einspeisenden EE-Anlagen weitgehend zu vermeiden und den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor zu erhöhen sowie die damit verbundene Sektorkopplung³² voranzutreiben. Eine Überförderung der Strom-Wärme-Umwandlung ist dabei jedoch zu vermeiden.

Zu unterscheiden sind zwei Formen der Abregelung von EE-Anlagen: Zum einen ist das die Abregelung durch den Netzbetreiber im Falle von Kapazitätsengpässen – man spricht hier vom sog. Einspeisemanagement (§ 14 EEG 2014) – zum anderen regeln EE-Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung ihre Anlagen zu Zeiten negativer Börsenstrompreise eigenständig ab, da ein Weiterbetrieb dieser Anlagen (PV und Windkraft) im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken keine Vorteile bietet, die dies rechtfertigen würden.

1. Bei Abregelung von EE-Anlagen durch die Netzbetreiber in Engpass-situationen

Um den Einsatz von Einspeisemanagement durch die Netzbetreiber nach Möglichkeit zu vermeiden, kann es sachgerecht sein, erzeugungsnah kurzfristig zuschaltbare Lasten einzusetzen, um den Netzengpass zu entlasten. Hierfür bieten sich Power-to-Heat-Anlagen in besonderer Weise an.

³² BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende (Grünbuch), 2014, S. 25.

Denkbar wäre³³, den Vorkatalog von § 14 Abs. 1 EEG 2014 zu ergänzen und eine Abregelung von volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen (Wind, Photovoltaik) erst dann zu erlauben, wenn keine Power-to-Heat-Anlagen oder andere zuschaltbare Lasten zur Verfügung stehen, um Stromüberschüsse aufzunehmen. Näheres zur Auswahl unter mehreren zuschaltbaren Lasten könnte auf dem Ordnungswege („Verordnung über zuschaltbare Lasten“) festgelegt werden. Die Betreiber der Lasten sollen für die Stromabnahme Arbeitspreise bieten³⁴, wobei diejenigen Betreiber mit dem höchsten Gebot zuerst zum Zuge kommen. Die Arbeitspreise werden gezahlt, soweit die kontrahierte Anlage tatsächlich auf Veranlassung des Netzbetreibers hochgefahren wird; der Bezug des eigentlich abzuregelnden Stromes soll von sämtlichen staatlich festgelegten und regulierten Strompreisbestandteilen befreit sein. Die Einnahmen aus den Arbeitspreisen sollen nicht beim Netzbetreiber verbleiben, sondern eingesetzt werden, um die Netzentgelte zu senken. Durch die Einführung eines speziellen Primärenergiefaktors für „Einspeisemanagement-Strom“ mit einem Wert von Null könnte zudem verhindert werden, dass sich der Gesamt-Primärenergiefaktor der Fernwärme durch den netzdienlichen Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen verschlechtert.

II. Bei Abregelung von EE-Anlagen durch die Anlagenbetreiber wegen negativer Börsenstrompreise

Neben der regulativen Überarbeitung des Einspeisemanagements sollte der Gesetzgeber auch die Bedeutung von Power-to-Heat-Anlagen im Rahmen des direktvermarkteten Stromes in den Blick nehmen. Durch die Einführung eines Privilegierungstatbestandes für hybride (bivalente) Power-to-Heat-Anlagen könnte das Ziel verfolgt werden, diese als zusätzliche Verbraucher in das Energiesystem zu bringen, bevor insbesondere Windkraftanlagen in Zeiten stark negativer Preise abreguliert werden. Vorgeschlagen wird eine auf 1,5 Cent/kWh ermäßigte EEG-Umlage.³⁵ Für einen Stromkäufer (also auch einen Power-to-Heat-Betreiber) sind negative Preise von Vorteil, da er für den Strombezug Geld erhält – EEG-Umlage, Netzentgelt, die weiteren netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile sowie die Stromsteuer sind jedoch grundsätzlich trotzdem zu zahlen. Die Reduktion des Gesamtpreises genügt deshalb noch nicht, um Elektrodenkessel wirtschaftlich betreiben zu können, da fossile Brennstoffe zur Wärmeerzeugung immer noch kostengünstiger sind als der Einsatz von Strom aus überschüssigem EE-Dargebot. Durch eine gezielt gesetzte Privilegierungsregelung kann hier also ein sinnvoller energiewirtschaftlicher Effekt erzielt werden. Alternativ – aber mit größerem regulativen Aufwand verbunden – könnte eine dynamische, an den Spotmarktpreis angelehnte EEG-Umlage eingeführt

33 Gerhardt/Richts/Hochloff/Hilpert/Antoni/Müller/Schulz, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, 2014, S. 90 ff.

34 Anders als am Regelleistungsmarkt zahlen die Anbieter der zuschaltbaren Lasten die Arbeitspreise, der Stromfluss geht also zum Netzbetreiber hin und nicht umgekehrt.

35 Gerhardt/Richts/Hochloff/Hilpert/Antoni/Müller/Schulz, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, 2014, S. 105 ff.

werden.³⁶ In Zeiten hoher Stromeinspeisung und niedriger Börsenstrompreise wäre dann auch eine entsprechend niedrige EEG-Umlage zu zahlen. Eine dynamische EEG-Umlage trägt dazu bei, die Potenziale für Power-to-Heat (Elektrodenkessel im Bereich Fernwärme und Industrie) bei negativen Preisen zu heben und sichert als Zusatzerlös die Investitionsentscheidung für den Regelleistungsmarkt ab. Sie stellt damit eine technologieoffene Umsetzungsvariante der in einer Studie der Agora Energiewende³⁷ geforderten reduzierten EEG-Umlage für Power-to-Heat dar.

III. Baukostenzuschuss (BKZ)

Der Netzbetreiber wird gem. § 17 Abs. 1 EnWG in die Pflicht genommen, Letztverbraucher zu angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten Bedingungen an ihr Netz anzuschließen. Das hierzu von der BNetzA herausgegebene Positionspapier legt fest, dass der Netzbetreiber einen BKZ erheben kann und es sich bei einem BKZ um eine einmalig vom Anschlussnehmer zu entrichtende Zahlung handelt, die dem Ausbau des allgemeinen Netzes zu Gute kommt und im Zuge der Anschlusserrichtung erhoben wird.³⁸ Wie unter 7.4.1 beschrieben, stellt die Höhe eines zu zahlenden Baukostenzuschusses ein erhebliches Risiko für eine wirtschaftliche Projektumsetzung dar. Die Systematik der Berechnung und Erhebung eines Baukostenzuschusses für Power-to-Heat Anlagen, die dem Stromnetz als Systemdienstleister zur Verfügung stehen, ist zu überdenken,³⁹ um den Zubau von Power-to-Heat Anlagen zu beschleunigen.

Wie unter 7.4.3 dargestellt, besteht bei der Netznutzung für die Power-to-Heat Anlage die Möglichkeit, individuelle Netzentgelte zu beantragen. Ausschlaggebende Voraussetzung hierfür ist, dass der Höchstlastbeitrag der Power-to-Heat-Anlage erheblich (in der Mittelspannung muss der Unterschied mind. 20% betragen) niedriger als die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen ist und dass Leistungsspitzen, die durch die Erbringung negativer Regelleistung entstanden sind, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallende höchste Last nicht zu berücksichtigen sind.⁴⁰ Somit spielt bei der Ermittlung der höchsten Last in den Hochlastzeitfenstern die Ursache und der Zweck der Leistungsspitzen (hier: Erbringung von negativer Regelleistung) eine wesentliche Rolle.

Analog zur Systematik bei der Netznutzung, bei der auf die Ursache der Leistung abgestellt wird, sollte auch bei der Netzanschluss-Situation der Einsatzzweck der Power-to-Heat Anlage berücksichtigt werden. Im Falle

³⁶ Siehe hierzu *Nabe/Bons*, Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage, 2014.

³⁷ *Gerhardt/Richts/Hochloff/Hilpert/Antoni/Müller/Schulz*, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, 2014, S. 105 ff.

³⁸ Siehe BNetzA BK6p-06-003: *Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung*.

³⁹ Grundsätzliche Kritik an der BKZ-Praxis wird geäußert, vgl. Ausschussdruckssache 15(9)1511 (Fn. 8), S. 91, 126, 145. Starke Kritik insbesondere von Schwartz, Die Zulässigkeit der Erhebung von Baukostenzuschüssen, Berlin, 2013, S. 93, 162, 186 und passim., tendenziell auch Schwintowski, EWeRK 2009, S. 23.

⁴⁰ Siehe BNetzA BK4-13-739.

des Einsatzes der Power-to-Heat Anlage als Systemdienstleister, z. B. in Form der Erbringung von negativer Regelleistung, ist somit bei der Ermittlung des Baukostenzuschusses die Leistung herauszurechnen, die ausschließlich zur Erbringung von negativer Regelleistung eingesetzt wird. Folgende BKZ-Berechnung wird vorgeschlagen:

$$\text{BKZ} = \text{Leistungspreis} (> 2.500 \text{ h/a}) \text{ der Netzebene} \times (\text{bestellte Leistung} - \text{Leistungsspitzen, die durch die Erbringung negativer Regelleistung entstanden sind})$$

Die juristische Wirkung der bestellten Leistung wird mit der vorgeschlagenen Systematik nicht untergraben. Denn da es zur Präqualifikation im Regelleistungsmarkt einer Prüfung durch den Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der Anschlussnetzbetreiberbestätigung bedarf, kann durch den Verteilnetzbetreiber selbst sichergestellt werden, dass der Netzananschluss für die entsprechende Leistung technisch geeignet ist.

7.7 Zwischenfazit

Während zwischen 2004 und 2009 der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen im Neubausektor stark gestiegen ist, stagniert in den letzten Jahren deren Anteil bzw. ist sogar rückläufig. Dies liegt insbesondere an den steigenden Stromkosten, die einen wirtschaftlichen Betrieb dieser umweltfreundlichen und effizienten Systeme erschweren. Die Lasten der Energiewende werden heute im Wesentlichen über die Strompreise (EEG-Umlage als Aufschlag auf den Arbeitspreis) an die Kunden durchgereicht. Zusätzlich sind die Strompreise mit weiteren Steuern und Abgaben belastet. Gegenüber den fossilen Energieträgern Öl und Gas verliert die Nutzung von Strom im Wärmemarkt dadurch zusehends an Attraktivität. War dies in der Vergangenheit ein nachvollziehbares Ziel, um die Nutzung von Strom aus fossilen Kraftwerken aus dem Wärmemarkt zu verdrängen, so müssen heute gegenteilige Maßnahmen ergriffen werden, um die Nutzung von Strom aus EE-Anlagen im Wärmemarkt zu fördern. Die Differenz von Strom- und Gaskosten ist innerhalb der EU nirgends höher als in Deutschland. Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, sind effiziente Technologien für die Kopplung der verschiedenen Energie-Sektoren erforderlich. Der Rechts- und Regulierungsrahmen sollte dahingehend umgestaltet werden, dass übergreifend für den Strom- und Wärmesektor faire Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden. Das volkswirtschaftliche Optimum muss durch die betriebswirtschaftlichen Strategien der einzelnen Akteure erreichbar sein. Die hierbei vorgestellten Vorschläge Umwidmung Stromsteuer, Dynamisierung der EEG-Umlage, Einführung einer CO₂-Steuer sowie höhere Fixkostenanteile bei Strom stellen also keine Subventionen oder ein Mehr an Regulierung dar, sondern Maßnahmen zur Erhöhung der

Markteffizienz, damit ein Markt die effizientesten Lösungen technologieoffen in den spezifischen Anwendungsfällen umsetzen kann. Hierfür ist ein Ausgleich zwischen der Abgabenbelastung für Strom und fossile Brennstoffe erforderlich. Dabei muss sowohl Eigenstrombezug als auch Fremdstrombezug effizient möglich sein. Durch dynamische Umlagen und höhere Fixkosten wird das Hemmnis Fremdstrom zu beziehen reduziert und die Markteffizienz ist trotz Eigenstromoption gewährleistet. Eine verpflichtende Kaskadenmessschaltung für unterbrechbare Verbraucher ermöglicht einen wirtschaftlichen Betrieb von Wärmepumpen und in Kombination mit den anderen vorgeschlagenen Maßnahmen stellt es zudem ein sehr effizientes System dar.

Hybride Power-to-Heat-Anlagen können einen sinnvollen Beitrag zur Transformation des Energiesystems leisten, indem sie potenzielle Stromüberschüsse aufnehmen und zur Speisung von Fernwärmenetzen oder auch für die dezentrale Wärmebedarfsdeckung (z. B. in Wohngebäuden für Heizung und Warmwasser) einsetzen. Fossile Brennstoffe können dadurch substituiert und die Kopplung von Strom- und Wärmemarkt forciert werden. Der derzeitige Rechtsrahmen und die daraus abgeleiteten regulatorischen Rahmenbedingungen wirken jedoch wirtschaftlich hemmend und verhindern den gezielten Einsatz solcher Anlagen außerhalb von Eigenverbrauch und Regelleistungsmarkt. Auch hier können die vorgeschlagenen Maßnahmen die Markteffizienz verbessern.

Der Gesetzgeber sollte im Zuge der mit dem Grünbuch/Weißbuch angestoßenen Novellierung des Energiewirtschaftsrechts folglich auch Power-to-Heat-Anlagen (und andere zuschaltbare Lasten) adressieren.

7.8 Literatur zu Kapitel 7

Agora 2014:

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer IFAM; Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin 2014

IWES 2015:

Stellungnahme zum BMWi-Grünbuch – Pro effiziente Sektorkopplung – Wärmepumpen und Elektromobilität, Fraunhofer IWES, 2015

Münch 2015:

W. Münch, „Speicher und zusätzliche Flexibilitäten für die Energiewende“, MCC-Forum Energiespeicher, Berlin, 2015

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Anteil Wärmepumpen im Neubau (Quelle: [BWP 2014])	19
Abbildung 2-2: normierte mittlere Wochenlastgänge der Entso-E, (Quelle: FfE) links: Nachtspeicherheizungen (NSH) und rechts: Wärmepumpen (WP)	20
Abbildung 2-3: Last der Nachtspeicherheizungen (links) und Tagesenergiemenge der Wärmepumpen (rechts) über der ENTSO-E Last, (Quelle: FfE)	20
Abbildung 2-4: Anteil des Stromverbrauchs der Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen am Stromverbrauch der privaten Haushalte in den dena-Netzregionen, (Quelle: FfE)	21
Abbildung 2-5: THG-Emissionen Deutschlands	26
Abbildung 2-6: Ganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 40%-EE-Szenario	28
Abbildung 2-7: Ganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 80%-EE-Szenario	28
Abbildung 2-8: Ganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 100%-EE-Szenario	29
Abbildung 2-9: Jahresdauerlinien der Residuallast	29
Abbildung 3-1: Technischer Aufbau eines Rundrohrheizkörpers	33
Abbildung 3-2: Technischer Aufbau eines Elektro-Strömungserhitzers	35
Abbildung 3-3: Fußbodenaufbau beim Einbau von Dünnbett-Heizmatten	39
Abbildung 3-4: Funktionsweise einer Wärmepumpe (Quelle BWP)	40
Abbildung 3-5: Wärmequellen für Wärmepumpen (Quelle BWP) links: Grundwasser / rechts: Erdwärme	43
Abbildung 3-6: Prinzip des Eisspeichers auf der Wärmequellenseite einer Wärmepumpe	45
Abbildung 3-7: links: Nachtspeicher-Anlagenschema mit den wichtigsten Komponenten rechts: Zweitarif-Drehstromzähler mit Zählwerken für Nebentarif (oben) und Haupttarif (unten) sowie integriertem Rundsteuerempfänger	46
Abbildung 3-8: Prinzip eines hybriden Wärmeerzeugers: links: Funktion bei EE-Überschuss rechts: Funktion bei EE-Unterdeckung	49
Abbildung 3-9: Aufbau eines Plattenwärmetauschers, /F. Biedermann, 2014/	52
Abbildung 3-10: Aufbau eines Rohrbündelwärmetauschers, /F. Biedermann, 2014/	52

Abbildung 3-11: Aufbau eines Rotationswärmetauschers, /F. Biedermann, M. Kolb, 2014/	53
Abbildung 3-12: Prinzip einer Wohnraumlüftung mit integrierter Wärmerückgewinnung, /FfE/	54
Abbildung 3-13 Beispielhafte Darstellung eines Elektrodenkessels	57
Abbildung 3-14: Leistungsvermögen und Eigenschaften von Großwärmepumpen	65
Abbildung 3-15: Spezifische Investition für Wärmepumpen-Anlagen	65
Abbildung 3-16: Einteilung von Wärmespeichern nach Arbeitsprinzip	73
Abbildung 3-11: Speicherbare Energie eines PCM im Vergleich zu Wasser und Graphit	77
Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen	87
Abbildung 4-2: Aufteilung der Energieträger für die Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung im Jahr 2012	88
Abbildung 4-3: Anwendungsfälle für den stromoptimierten Betrieb von Wärmeerzeugern	89
Abbildung 4-4: Abstrahiertes Modell des Wohngebäudes	90
Abbildung 4-5: Funktion der stromoptimierten Betriebsweise der Wärmepumpe anhand des Anwendungsfalls B – Eigenversorgung	93
Abbildung 4-6: Täglicher thermischer Bedarf für das EFH und in beiden Pufferspeichern speicherbare Energie (therm.)	94
Abbildung 4-7: Tägliche EE-Einspeisung für einen EE-Jahresertrag von 3.500 kWh und die in beiden Pufferspeichern speicherbare Energie (elektr.) bei Anwendung einer Wärmepumpe mit COP 3,5	94
Abbildung 4-8: EE-Einspeisung und Residuallast bei bilanzieller Vollversorgung eines EFH (EE-Jahresertrag: 7.250 kWh/a, Speicher: 300 l WW, 600 l RW)	97
Abbildung 4-9: Thermischer Deckungsgrad für das EFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene EE-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise	97
Abbildung 4-10: EE-Einspeisung und Residuallast bei bilanzieller Vollversorgung eines MFH (EE-Jahresertrag: 44.000 kWh/a, Speicher: 600 l WW, 1.200 l RW)	100
Abbildung 4-11: Thermischer Deckungsgrad für das MFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene EE-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise	101
Abbildung 4-12: Bezogene tägliche Einspeisung der PV	103

Abbildung 4-13: Bezogene tägliche Einspeisung der Windkraft	103
Abbildung 4-14: Thermischer Autarkiegrad für das EFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise	105
Abbildung 4-15: Erreichbarer Barwert nach 25 Jahren für das EFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise	108
Abbildung 4-16: Thermischer Autarkiegrad für das MFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise	110
Abbildung 4-17: Erreichbarer Barwert nach 25 Jahren für das MFH in Abhängigkeit der Speicherdimensionierung für verschiedene PV-Jahreserträge bei stromoptimierter Betriebsweise	112
Abbildung 4-18: Jahresdauerlinie für das 100% EE-Szenario (Speicher: WW 300 l, RW: 600 l)	114
Abbildung 4-19: Residuallastverlauf für das 100% EE-Szenario (Speicher: WW 300 l, RW: 600 l)	115
Abbildung 5-1: Mögliche Wechselwirkungen Strom im Wärmemarkt	129
Abbildung 5-2: System Kraft-Wärme-Kopplung	132
Abbildung 5-3: Typische Wirkungsgrade von KWK-Einheiten [Daten: Prognos 2014]. DT: Dampfturbine, GT: Gasturbine, GuD: Gas- und Dampfkraftwerk, SK: Steinkohleheizkraftwerk	133
Abbildung 5-4: KWK-System, erweitert um Wärmepumpe / Elektrokessel und Speicher zwecks Flexibilisierung	136
Abbildung 5-5: Leistungs- bzw. Verbrauchsspektrum für Elektroenergie in Abhängigkeit der thermischen Leistung für die Varianten Wärmepumpe und Elektrokessel	138
Abbildung 5-6: Lastgänge der Wärmelast für die Varianten Wärmepumpe und Elektrokessel mit solar-thermischer Unterstützung (übernommen aus Kapitel 6)	139
Abbildung 5-7: Betriebsflexibilität über Jahresstundenzahl links: Variante Wärmepumpe, rechts: Variante Elektrokessel	140
Abbildung 5-8: Produktions- und Verbrauchsflexibilität in Abhängigkeit der Speichergröße bzw. stationären Betriebsdauer für die Variante Wärmepumpe (WP Basis) skaliert für Wärmenetze mit einem maximalen Wärmebedarf von 1 GWth; zusätzlich Werte für eine auf 166% überdimensionierte KWK-Einheit (WP+KWK)	142
Abbildung 5-9: Einfluss Produktions- und Verbrauchsflexibilität in Abhängigkeit der Speichergröße bzw. stationären Betriebsdauer für die Variante Elektrokessel (EK Basis) skaliert für Wärmenetze mit einem maximalen Wärmebedarf von 1 GWth; zusätzlich Werte für eine auf 143% überdimensionierte KWK-Einheit (WP+KWK)	142

Abbildung 5-10: Thermodynamische Prinzipien (rot: Strom, blau: Wärme) der Fernwärme (oberer Teil der Grafik) und von Elektrowärmepumpen (unterer Teil der Grafik) (modifizierte Grafik aus [Sperlich 2002])	146
Abbildung 5-11: Vergleich der Brennstoffeffizienz von KWK-Prozessen, Gas- und Elektrowärmepumpen und solar unterstützter Brennwerttechnik, bezogen auf die Variante Brennwertkessel ohne solarthermische Unterstützung	147
Abbildung 5-12: Vergleich der Brennstoffeffizienz von KWK-Prozessen, Gas- und Elektrowärmepumpen und solar unterstützter Brennwerttechnik unter Berücksichtigung von 0,15 PtH-Anteilen pro Wärmebedarfseinheit	150
Abbildung 5-13: Schematische Darstellung des verwendeten elektrisch-thermischen Simulationsmodells	151
Abbildung 5-14: Geordnete übertragene Wirkleistung des Ortsnetztransformators für einen Durchdringungsgrad an Wärmepumpen von 20% und 8 kW _p PV-Leistung je Gebäude mit Wärmepumpe (negative Werte = Rückspeisung)	153
Abbildung 5-15: Geordnete übertragene Wirkleistung des Ortsnetztransformators für einen Durchdringungsgrad an Wärmepumpen von 20% und 16 kW _p PV-Leistung je Gebäude mit Wärmepumpe (negative Werte = Rückspeisung)	154
Abbildung 5-16: Darstellung der im Niederspannungsnetz auftretenden Spannungen als Boxplot für das Szenario A mit 8 kW _p je PV-Anlage	155
Abbildung 5-17: Erzeugte bzw. benötigte monatliche Energiemengen aus PV bzw. für Raumwärme und Warmwasser für einen exemplarischen Haushalt	156
Abbildung 5-18: Darstellung der im Niederspannungsnetz auftretenden Spannungen als Boxplot für das Szenario B mit 16 kW _p je PV-Anlage	156
Abbildung 5-19: Darstellung der im Netz auftretenden Leitungsauslastungen, differenziert nach Monaten für eine installierte Anlagenleistung je Gebäude mit WP von 16 kW _p (Szenario B)	157
Abbildung 5-20: Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Dimensionierung von elektrischen Ortsnetzen mit/ ohne Gasversorgungsnetz in Abhängigkeit von der Anzahl der Kundenanschlüsse	161
Abbildung 5-21: Verfahren zur Bemessung von Regelleistung [Haubrich 2008]	166
Abbildung 5-22: Historische Entwicklung Regelleistungsbedarf SRL / MRL	167
Abbildung 5-23: Anzahl Regelleistungsanbieter, Quelle ENERSTORAGE, 2014	168
Abbildung 5-24 Preisentwicklung auf den unterschiedlichen Regelleistungsmärkten (Quelle: Fraunhofer ISE)	169

Abbildung 5-25 – Erlöse für die Vorhaltung von negativer SRL (Leistungspreis)	169
Abbildung 5-26 – Erlöse für die Erbringung von negativer SRL (Arbeitspreis)	169
Abbildung 6-1: THG-Emissionen Deutschlands: 80% bis 85% THG-Reduktion	182
Abbildung 6-2: Modell sektorübergreifende Zubauoptimierung Fraunhofer IWES	183
Abbildung 6-3: Strombilanzen verschiedener THG-Einspar szenarien und Effizienz szenarien 2050	186
Abbildung 6-4: Bilanz Wärmemarkt verschiedener THG-Einspar szenarien und Effizienz szenarien 2050	188
Abbildung 6-5: Installierte el. Leistungen für –80% THG und –85% THG zzgl. Effizienzsteigerungen in 2050	189
Abbildung 6-6: Einsatz der unterschiedlichen Wärmeerzeuger in der Fernwärme (Systemauslegung 1: Großwärmepumpen) im Szenario –85% eff	190
Abbildung 6-7: Einsatz der unterschiedlichen Wärmeerzeuger in der Fernwärme (Systemauslegung 2: Elektrodenkessel und Solarthermie) im Szenario –85% eff	190
Abbildung 6-8: Industrie-KWK Systemauslegung und -einsatz im Szenario –85% eff	191
Abbildung 7-1: Kostenbestandteile und Besteuerung 2015 – Energiepreise Haushalte	199
Abbildung 7-2: CO ₂ -Bilanz Wärmepumpe vs. fossile Heizung, Heute, gemäß Netzentwicklungsplan 2015 inkl. Vorkette (CO ₂ Strommix DE im Jahr 2013 = 617 g/kWhel)	201
Abbildung 7-3: CO ₂ -Bilanz Wärmepumpe vs. fossile Heizung, 2025, gemäß Netzentwicklungsplan 2015 inkl. Vorkette (CO ₂ Strommix DE im Jahr 2025 = 380 g/kWhel)	201
Abbildung 7-4: Umlegung der Steuern und Abgaben entsprechend der CO ₂ -Emission (CO ₂ -Strommix DE im Jahr 2013 = 617 g CO ₂ /kWhel)	202
Abbildung 7-5: Beispielhafter Kostenvergleich Gas-Brennwert – Aero. Wärmepumpe (JAZ 3) – Geo. Wärmepumpe (JAZ 4)	203
Abbildung 7-6: Kaskadenmessschaltung für die Abrechnung von PV-Eigenstrom und reduziertem Stromtarif gemäß § 14a EnWG für Wärmepumpen	204
Abbildung 7-7: Abgabenstruktur für PtH in der Fernwärme für KWK-Bestandsanlagen	207
Abbildung 7-8: Übersicht der rechtlichen Themen bei einer Projektumsetzung	208
Abbildung 7-9: Steuerungskonzept für DSM-Systeme	212

Abbildung 7-10: Zusammensetzung der Strompreise	213
Abbildung 7-11: Umschichtung der Stromsteuer und Auswirkungen auf die Kostenbestandteile für Energie im Haushaltsbereich	217
Abbildung 7-12: Weiterentwicklung des § 14a EnWG für mehr Nachfrageflexibilität	220

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Wärmepumpenbestand 2013 (Quelle: [BWP 2014])	18
Tabelle 2-2: Industrieller Prozesswärmeverbrauch nach Branchen im Jahr 2012	23
Tabelle 2-3: Übersicht der in Deutschland betriebenen und geplanten E-Kessel	24
Tabelle 2-4: Einzelziele der Energiewende	25
Tabelle 2-5: Szenario VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“	27
Tabelle 3-1: Technische Daten und Preise von Heizstäben der Firma TWL	33
Tabelle 3-2: Vergleich von Heizstäben in der Leistungsklasse um 9 kW _{el}	34
Tabelle 3-3: Technische Daten und Preise von Flansch-Heizkörpern der Firma Heatsystems	34
Tabelle 3-4: Vergleich von Elektro-Strömungserhitzern in der Leistungsklassen um 10 kW _{el}	36
Tabelle 3-5: Theoretisch erreichbarer COP einer Wärmepumpe	41
Tabelle 3-6: Zusammenfassung der wichtigsten Wärmeübertragungssysteme /F. Biedermann, 2014/	54
Tabelle 3-7: Fernwärmeversorgungs-systeme mit Wärmepumpen	55
Tabelle 3-8: Wirkungsgrade und spezifischer Stromeinsatz von Induktions-Tiegelöfen und Induktions-Rinnenöfen	71
Tabelle 3-9: Volumetrische Wärmekapazität und Temperaturbereich verschiedener Speichermedien sensibler Wärmespeicher	76
Tabelle 4-1: Übersicht über Bedarfe des untersuchten Ein- und Mehrfamilienhauses	91
Tabelle 4-2: Deckungsgrad und erreichbarer EE-Anteil für das EFH für verschiedenen EE-Jahreserträge (Speicher: 300 WW, 600 RW)	97
Tabelle 4-3: EE-Spitzeinspeisung und Reduktionspotenzial für EFH bei wärmegeführter und stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe (Speicher: 300 WW, 600 RW)	98
Tabelle 4-4: Deckungsgrad und erreichbarer EE-Anteil für das MFH für verschiedenen EE-Jahreserträge (Speicher: 600 WW, 1.200 RW)	99
Tabelle 4-5: EE-Spitzeinspeisung und Reduktionspotenzial für MFH bei wärmegeführter und stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe für 600 WW- sowie 1.200 RW-Speicher	101

Tabelle 4-6: Autarkiegrad für das EFH für verschiedene PV-Jahreserträge (Speicher: 300 l WW, 600 l RW)	105
Tabelle 4-7: PV-Einspeisespitzen und Reduktionspotenzial für das EFH für wärmegeführte und stromoptimierte Betriebs bei verschiedenen PV-Jahreserträge (Speicher: 300 l WW, 600 l RW)	106
Tabelle 4-8: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung (alle Angaben sind Bruttopreise)	107
Tabelle 4-9: Barwert und optimale Anlagenkonfiguration für das EFH mit stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe bei unterschiedlichen Strompreissteigerungen und PV-Modulkostenreduktion	109
Tabelle 4-10: Autarkiegrad für das MFH bei verschiedenen PV-Jahreserträgen (Speicher: 600 l WW, 1.200 l RW)	110
Tabelle 4-11: PV-Spitzeinspeisung und Reduktionspotenzial für das MFH für wärmegeführte und stromoptimierte Betriebs bei verschiedenen PV-Jahreserträge (Speicher: 600 l WW, 1.200 l RW)	111
Tabelle 4-12: Barwert und optimale Anlagenkonfiguration für die Versorgung des MFH mit stromoptimierter Betriebsweise der Wärmepumpe bei unterschiedlichen Strompreissteigerungen und PV-Modulkostenreduktion	112
Tabelle 4-13: Ergebnisse für die Reduktion der negativen Residuallast durch das EFH (WW: 300 l, RW: 600 l) in einem Szenario mit 80% bzw. 100% EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung	114
Tabelle 4-14: Prozesswärmeeinsatz in der Industrie 2012 sowie Potenziale der elektrischen Prozesswärmebereitstellung für die Jahre 2012 und 2050	120
Tabelle 4-15: Kennwerte für die öffentliche Fernwärme in Deutschland (Stand 2005)	121
Tabelle 5-1: Parameter für die Modellierung	137
Tabelle 5-2: Kenngrößen der Nutzungspfade gasförmiger Brennstoffe	147
Tabelle 5-3: Beschreibung der Szenarien für ein Niederspannungsnetz mit 65 Haushalten	153
Tabelle 5-4: Darstellung der Reduktion der maximalen Rückspeisung	154
Tabelle 5-5: Reduktion der maximalen Netzbelastung durch eine stromoptimierte Betriebsweise von Wärmepumpen – Zusammenfassung der Ergebnisse	158
Tabelle 7-1: Energiepreise Haushalte – Beispiel 2015	200



VDE

**VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main
Telefon: 069 6308-0
E-Mail: service@vde.com
Internet: <http://www.vde.com>