

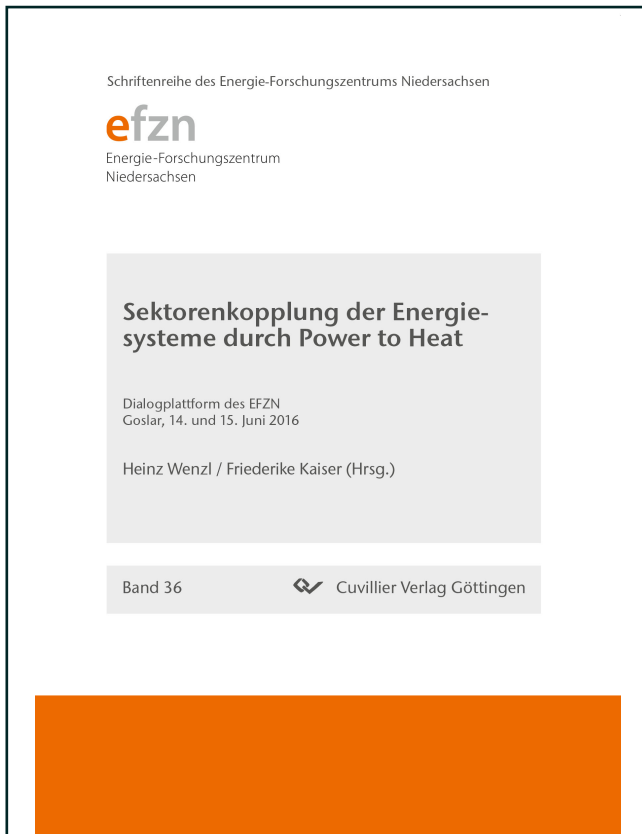


Friederike Kaiser (Herausgeber)

Heinz Wenzl (Herausgeber)

Sektorenkopplung der Energiesysteme durch Power to Heat

Dialogplattform des EFZN, Goslar, 14. und 15. Juni 2016



<https://cuvillier.de/de/shop/publications/7262>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen, Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: info@cuvillier.de, Website: <https://cuvillier.de>



Vorstellung der VDE-Studie „Potentiale für Strom im Wärmemarkt bis 2050“

M. KLEIMAIER

Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) hat im Juni 2015 eine Studie zum Thema „Potentiale für Strom im Wärmemarkt bis 2050“ [1] vorgestellt. Die wesentlichen Ergebnisse werden hier präsentiert. Die Studie wurde von einer Task Force der ETG in zweijähriger Arbeit erstellt. In der Task Force haben mitgearbeitet:

Herbert Bechem	Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG
Dr. Markus Blesl	Universitaet Stuttgart, IER
Marc Brunner	Universitaet Stuttgart, IEH
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 Lükling	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	Universitaet Stuttgart, IEH
Dr.-Ing. Serafin von Roon	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Jens Werner	TU Dresden, IEEH
Dr.-Ing. Bernhard Wille-Haussmann	Fraunhofer ISE

1 Ausgangssituation

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. PtH hätte das Potenzial, die fossilen Energieträger, die heute im Wärmemarkt den überwiegenden Anteil darstellen, effizient und kostengünstig zu substituieren, wenn elektrische Energie nicht durch diverse Steuern und Abgaben übermäßig belastet wäre.

Um den für PtH zusätzlich erforderlichen 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 VDE-Studie die Potenziale für Strom im Wärmemarkt für Deutschland im Zeithorizont bis zum Jahr 2050 betrachtet.

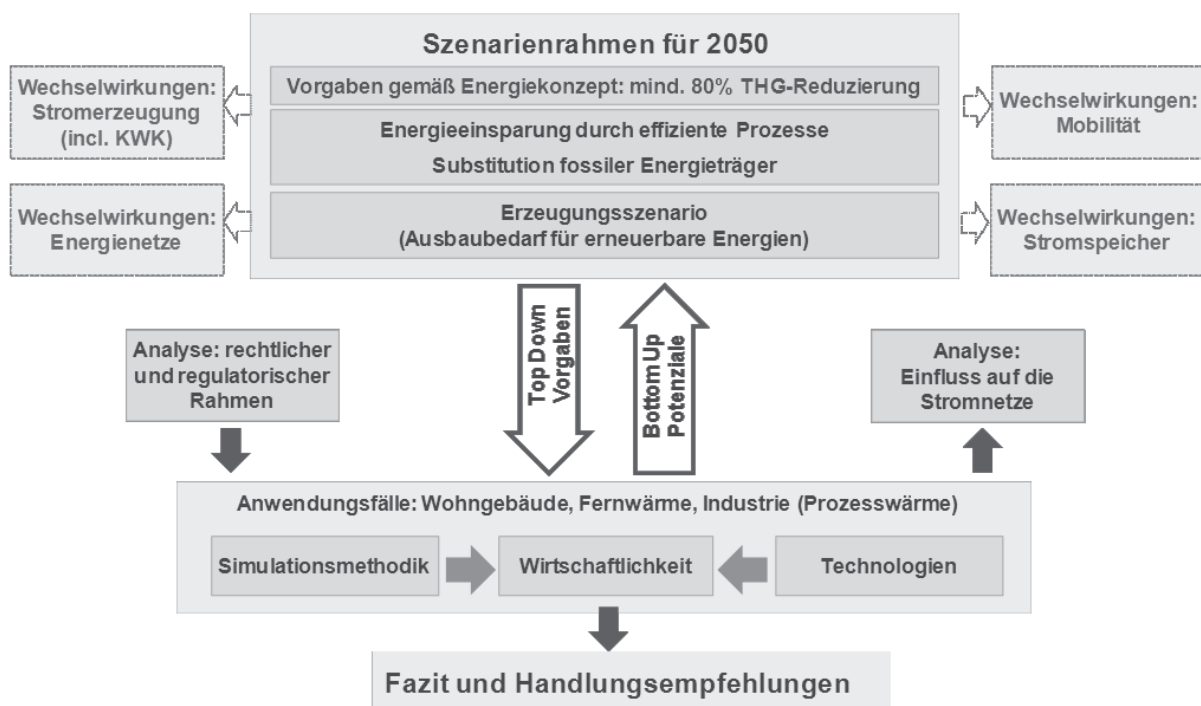


Abbildung 1: Untersuchungsrahmen und Methodik für Strom im Wärmemarkt

2 Ziele und Methodik

In der Studie wird untersucht, welchen Beitrag die Nutzung von Strom im Wärmemarkt leisten kann und leisten muss, um eine Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 erreichen zu können und um die Stromnachfrage entsprechend dem fluktuierenden EE-Dargebot zu flexibilisieren. Der Untersuchungsrahmen der Studie wird in **Abb. 1** schematisch dargestellt. Weitere Möglichkeiten zur Substitution von fossilen Energieträgern durch Strom 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, standen aber nicht im Fokus der Studie. Die Flexibilitätsoption „Strom-



speicher“ wird in einer separaten VDE-Studie „Stromspeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene bis 2025“ [2] adressiert.

3 Ergebnisse der Studie

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

- I. **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.

In einem **Heizwiderstand** erfolgt die Umwandlung von Strom in Wärme 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.

- II. **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 wandeln elektrische Energie direkt in Wärme um. Sie können z. B. als Radiatoren, Flächenheizungen oder Heizstäbe als Zusatzheizung in konventionellen Heizkesseln (z. B. Öl oder Gas) ausgeführt sein.

Die Kombination von elektrischen Wärmeerzeugern 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 KWK-Anlagen wird sich jedoch 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.

III. 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 Prozesswärmeverfahren** notwendig. Die Stromnachfrage in der Industrie für Prozesswärme könnte durch konsequente Nutzung von elektrischen Verfahren dann bis zum Jahr 2050 gegenüber heute in etwa vervierfacht und trotzdem flexibler werden.

IV. Direkte elektrische Heizsysteme haben günstige leistungsspezifische Kapital- und Betriebskosten und könnten – unter der Voraussetzung dargebotsabhängiger Strompreise – bereits bei einer geringen Anzahl von Jahresbenutzungsstunden wirtschaftlich betrieben werden. Somit könnten PtH-Anlagen, insbesondere hy-



bride Systeme, bereits kurz- bis mittelfristig dazu dienen, zeitweilige Überschüsse im Dargebot der erneuerbaren Energien sinnvoll zu nutzen.

Bei einer Analyse des fluktuierenden Dargebots von Sonnen- und Windenergie zeigt sich, dass Leistungsspitzen in der Regel nur für kurze Zeitdauern auftreten. Um Leistungsspitzen mit einigen hundert Vollaststunden pro Jahr wirtschaftlich nutzen zu können, sind Systeme erforderlich, die sehr geringe leistungsspezifische Kapital- und Betriebskosten aufweisen. Ein entsprechender Netzausbau hierfür ist aus wirtschaftlichen Gründen meistens nicht sinnvoll, so dass heute kurzfristige Leistungsspitzen häufig abgeregelt werden. Direkte elektrische Heizsysteme zeichnen sich durch sehr geringe leistungsspezifische Kapitalkosten bei nahezu vernachlässigbarem Wartungsaufwand aus und könnten – unter der Voraussetzung geeigneter dargebotsabhängiger Strompreise – bereits bei einer geringen Anzahl von Jahresbenutzungsstunden als Hybridsystem in Kombination mit einem weiteren Energieträger wirtschaftlich betrieben werden. Aufgrund der aktuellen Belastung der Strompreise mit Steuern und Abgaben sind elektrische Wärmeerzeuger – selbst bei einem Börsenpreis für Strom von Null – im Vergleich zu einer Wärmeerzeugung auf Basis von Öl oder Gas derzeit jedoch nicht konkurrenzfähig, so dass heute diese volkswirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit zur Nutzung von kurzfristigen Einspeisespitzen nicht genutzt wird.

V. PtH-Anlagen können sehr schnell angesteuert und geregelt werden und können somit vielfältige Systemdienstleistungen 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 auf den Märkten für Regelenergie für einen längeren Zeitbereich schwer zu kalkulieren. Das Potenzial dieses Geschäftsmodells ist auch durch die Größe des Regelleistungsmarktes begrenzt.

VI. Unter der Prämisse einer CO₂-Reduktion um mindestens 80 % bis zum Jahr 2050, stellt der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung die volkswirtschaftlich günstigste 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 möglichst effiziente Nutzung der erneuerbaren Energien – und damit ein hoher Anteil von elektrischen Wärmepumpen in dezentralen Anwendungen, der Fernwärme und der Industrie – notwendig. Für dieses Szenario wurde auch angenommen, dass nationale Anbauflächen für Biomasse nicht ausgeweitet werden können und international Biomasse aufgrund von Nutzungskonkurrenzen kaum zur Verfügung steht.

Unter dieser Prämisse ergibt das untersuchte Szenario im Jahr 2050 – unter Einhaltung des CO₂-Einsparziels – einen Strombedarf in Deutschland von etwa 745 TWh/a – also nur einen



moderaten Anstieg gegenüber heute. Hiervon werden etwa 170 TWh von Windenergie onshore (etwa 75 GW), 200 TWh von Windenergie offshore (etwa 50 GW) und etwa 210 TWh von PV (etwa 240 GW) geliefert. Der Rest kommt neben Wasserkraftwerken auch noch von KWK und GuD-Anlagen. Von den fluktuierend einspeisenden Energien müssen in diesem Szenario nur etwa 30 TWh (etwa 5 %) abgeregelt werden. Zusätzlich zu diesem Szenario mit einem 80 %-CO₂-Einsparziel wurden auch noch zwei Szenarien mit einem 85 %-CO₂-Einsparziel untersucht.

VII. 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 einerseits im direkten Wettbewerb mit Kurzzeit-Stromspeichern, können aber andererseits auch den Speicherbetrieb unterstützen, indem die Vorteile aus beiden Systemen genutzt werden.

VIII. In dem Szenario einer nationalen CO₂-Reduktion um mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 reichen die noch zugelassenen Restmengen an fossilem Erdgas – zusammen mit den vorhandenen Erdgasspeichern – aus, um als Langzeitspeicher eine Überbrückung von relativ seltenen, länger anhaltenden Windflauten zu gewährleisten.

Die Klimaschutzziele auf der einen Seite, Flächenpotenziale und Nutzungskonkurrenzen auf der anderen Seite begrenzen den Einsatz von fossilen bzw. biogenen Energieträgern. Durch die weitgehende 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. Bei Gas spricht man daher in diesem Zusammenhang auch von „virtueller Methanisierung“. Eine Umwandlung von Strom in Gas (Power-to-Gas) wird für den Wärmesektor bei einem 80 %-CO₂-Einsparziel noch nicht zwingend benötigt. Erst bei noch höheren CO₂-Einsparzielen wird auch Power-to-Gas erforderlich.

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.

IX. 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-