



987 Bericht von Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn, Nils May und Karsten Neuhoff

Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein

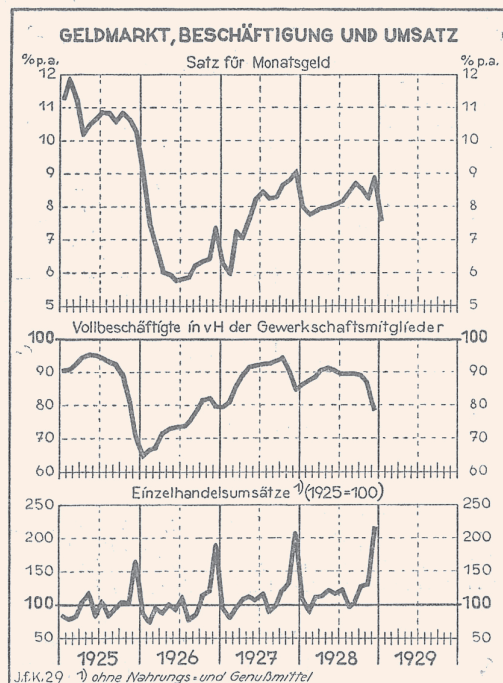
- Werden Nachtspeicherheizungen zeitlich flexibel geladen, können die Gesamtkosten des Stromsystems moderat sinken
- Für die Energiewende dürfte dies jedoch nur eine Nischenrolle spielen

996 Interview mit Wolf-Peter Schill

1000 Kommentar von Stefan Bach

Solidaritätszuschlag bei Hochverdienenden erhalten und in den Einkommensteuertarif integrieren

Geldmarkt und Geschäftsgang



Die saisonmäßige Stagnation, die den Rückgang von Beschäftigung und Umsätzen in den letzten Wochen beschleunigt hat, förderte auf dem Geldmarkt die Entspannung. Denn mit sinkender Geschäftigkeit vermindern sich naturgemäß auch die Ansprüche der Wirtschaft an den Geldmarkt: im Januar wird z. B. allein in den ausgesprochenen Saisonberufen (ohne Landwirtschaft) nach einer überschlägigen Schätzung ein um rund 140 bis 160 Mill. RM geringerer Betrag für Lohnzahlungen benötigt als im Oktober (dem saisonmäßigen Höhepunkt des wirtschaftlichen Tätigkeitsgrads). In den Monaten November und Dezember wird diese Abnahme des Geldbedarfs noch durch die gesteigerten Ansprüche der Konsumwirtschaft (Weihnachtsgeld!) überdeckt. Im Januar und Februar läßt jedoch – mit dem starken Rückzug der Einzelhandelsumsätze – die Geldnachfrage, die durch Vermittlung der Banken auf dem Geldmarkt wirksam wird, stark nach: Der Geldumlauf pflegte in den letzten Jahren im Durchschnitt der Monate Januar und Februar um etwa 150 Mill. RM niedriger zu sein als im Durchschnitt des vorausgegangenen vierten Kalendervierteljahrs. Sobald jedoch in den Frühjahrs- und Sommermonaten Beschäftigung und Umsätze in der Gesamtwirtschaft wieder zunehmen, steigert sich auch der Geldbedarf.

Aus dem Wochenbericht Nr. 46 vom 3. Februar 1929

IMPRESSUM



DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

www.diw.de

Telefon: +49 30 897 89-0 Fax: -200

85. Jahrgang 14. November 2018

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.; Prof. Dr. Peter Haan;
Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky; Prof. Dr. Stefan Liebig;
Prof. Dr. Lukas Menkhoff; Dr. Claus Michelsen; Prof. Johanna Möllerström, Ph.D.;
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.; Prof. Dr. Jürgen Schupp; Prof. Dr. C. Katharina Spieß

Chefredaktion

Dr. Gritje Hartmann; Mathilde Richter; Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Dr. Helene Naegele

Redaktion

Renate Bogdanovic; Dr. Franziska Bremus; Rebecca Buhner;
Claudia Cohnen-Beck; Dr. Daniel Kemptner; Sebastian Kollmann;
Matthias Laugwitz; Dr. Alexander Zerrahn

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg

leserservice@diw.de

Telefon: +49 1806 14 00 50 25 (20 Cent pro Anruf)

Gestaltung

Roman Wilhelm, DIW Berlin

Umschlagmotiv

© imageBROKER / Steffen Diemer

Satz

Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

ISSN 0012-1304; ISSN 1860-8787 (online)

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an den Kundenservice des DIW Berlin zulässig (kundenservice@diw.de).

Abonnieren Sie auch unseren DIW- und/oder Wochenbericht-Newsletter unter www.diw.de/newsletter

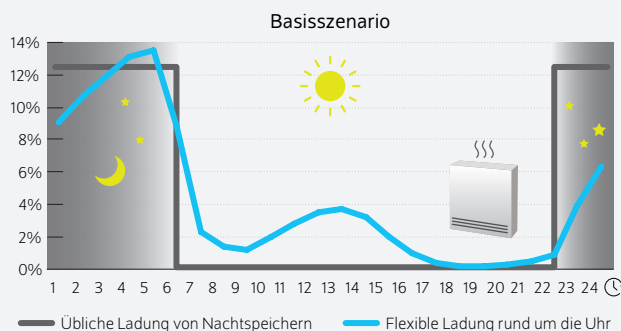
Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein

Von Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn, Nils May und Karsten Neuhoff

- Stromsektoranalyse für Szenarien des Jahres 2030 zeigt: Flexibilisierung von Nachtspeicherheizungen kann Gesamtkosten moderat reduzieren
- Bei hohen CO₂-Preisen kommt es zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien
- Im Zielszenario lässt sich ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent durch flexibel genutzte Speicherheizungen etwas günstiger erreichen
- Grundsätzlich gilt für kapitalintensive Flexibilitätstechnologien: Unternehmen investieren eher, wenn ihre Erlöse durch geeignete Rahmenbedingungen abgesichert werden
- Eine flexiblere Nutzung von Speicherheizungen dürfte nur eine Nischenrolle bei der weiteren Umsetzung der Energiewende spielen

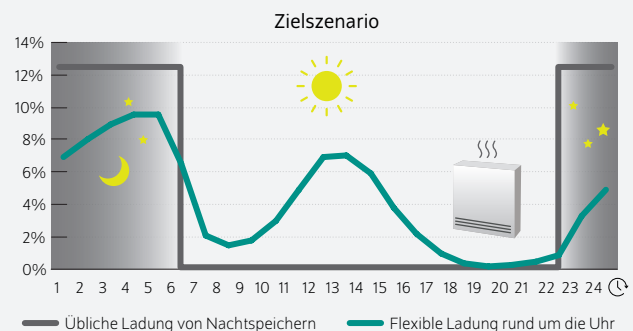
In den modellierten Szenarien des Jahres 2030 werden elektrische Speicherheizungen noch meist in den Nachtstunden geladen

Stündlicher Anteil der im gesamten Jahr aufgeladenen Energie in Prozent



Bei 52 Prozent erneuerbaren Energien wird zu drei Vierteln nachts geladen.

Quelle: Eigene Berechnungen.



Bei 65 Prozent erneuerbaren Energien wird nur noch gut zur Hälfte nachts geladen, die Flexibilität wird wertvoller.

©DIW Berlin 2018

ZITAT

„Den Modellrechnungen zufolge werden elektrische Speicherheizungen im Jahr 2030 zum Teil auch tagsüber geladen, so dass sich moderate Vorteile einer Umrüstung für zeitlich flexibles Laden ergeben können.“ — Wolf-Peter Schill, Studienautor —

MEDIATHEK



Audio-Interview mit Wolf-Peter Schill
www.diw.de/mediathek

Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein

Von Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn, Nils May und Karsten Neuhoff

ABSTRACT

Im Kontext der Energiewende stellt sich die Frage, ob elektrische Speicherheizungen einen Beitrag zur verstärkten Nutzung der fluktuierenden Wind- und Solarenergie und zur Emissionsminderung im Raumwärmebereich leisten können. Im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts wurde am DIW Berlin untersucht, welche Effekte sich im deutschen Stromsystem ergeben, falls die bestehenden Nachtspeicherheizungen rund um die Uhr flexibel geladen werden können. Modellrechnungen für das Jahr 2030 zeigen, dass eine moderate Verringerung der Gesamtkosten des Stromsystems möglich ist. Dabei kommt es nur in einem Szenario mit hohem CO₂-Preis zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien und entsprechenden Emissionsminderungen. Gleichzeitig lässt sich in einem Zielszenario ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent etwas günstiger erreichen. Einer komplementären betriebswirtschaftlichen Analyse zufolge werden tragfähige Geschäftsmodelle dadurch erschwert, dass die Erlöse von äußeren Umständen abhängen, die einzelne Unternehmen nicht beeinflussen können, insbesondere der Variabilität der Strompreise. Insgesamt dürften flexible Speicherheizungen nur eine Nischenrolle bei der weiteren Umsetzung der Energiewende spielen.

Eine erheblich verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Anwendungsbereichen ist ein wesentliches Element der Energiewende in Deutschland. Eine besondere Rolle spielt dabei die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen hängt von Tages- und Jahreszeiten sowie den Wetterbedingungen ab und ist nicht notwendigerweise dann verfügbar, wenn sie benötigt wird. Eine vielversprechende Strategie ist daher die flexible Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärme- und Verkehrsbereich, auch Sektorenkopplung genannt.¹ Neben vielen anderen Optionen könnten elektrische Nachtspeicherheizungen hier eine Rolle spielen, indem sie einerseits Flexibilität für fluktuierende erneuerbare Energien bereitstellen und andererseits zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Raumwärmebereich beitragen.

In diesem Bericht werden mögliche Effekte einer Flexibilisierung der bestehenden Nachtspeicherheizungen im deutschen Stromsystem untersucht. Das bedeutet, dass die Speicherheizungen nicht nur in den Nachtstunden, sondern rund um die Uhr flexibel geladen werden können.² Grundlage der Untersuchung sind Modellrechnungen für das Jahr 2030, die im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts mit einem hierfür weiterentwickelten, quelloffenen Stromsektormodell durchgeführt wurden. Komplementär werden die betriebswirtschaftliche Perspektive und Voraussetzungen für tragfähige Geschäftsmodelle diskutiert.³

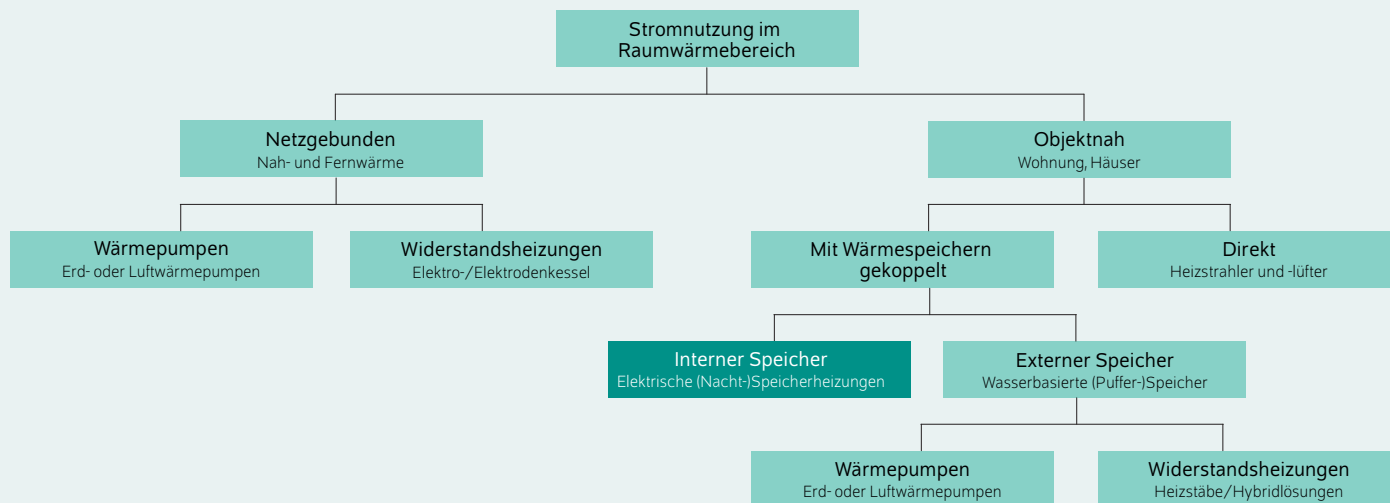
¹ Vgl. Acatech (2017): Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Analyse des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (online verfügbar, abgerufen am 2. Oktober 2018). Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt. Auch im aktuellen 1,5-Grad-Bericht des IPCC spielt die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs eine große Rolle (online verfügbar).

² Bisher gibt es in Deutschland praktisch keine anderen elektrischen Speicherheizungen als Nachtspeicherheizungen. Werden diese derart umgerüstet, dass sie auch tagsüber flexibel aufgeladen werden können, werden sie quasi zu „Tag- und Nachtspeicherheizungen“, im Folgenden vereinfacht „Speicherheizungen“ genannt.

³ Die Analysen wurden im Horizon-2020-Projekt „RealValue“ durchgeführt, Grant Agreement No. 646116. Eine Langfassung der Stromsektoranalysen ist als Diskussionspapier verfügbar: Wolf-Peter Schill und Alexander Zerrahn (2018): Flexible electricity use for heating in markets with renewable energy. DIW Discussion Paper Nr. 1769.

Abbildung 1

Verschiedene Optionen der Stromnutzung im Raumwärmebereich



Quelle: Bloess et al. (2018), a.a.O.

© DIW Berlin 2018

Elektrische Speicherheizungen sind nur eine von vielen verschiedenen Optionen.

Verschiedene Optionen für eine flexible Nutzung von Strom im Wärmebereich

Die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme gilt diversen Studien zufolge als besonders vielversprechend für die Energiewende, weil hier mit relativ geringen Investitionen große Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können.⁴ Dies liegt auch daran, dass Wärme oftmals deutlich günstiger gespeichert werden kann als elektrische Energie in Stromspeichern. Neben der – hier nicht betrachteten – Stromnutzung für industrielle Wärmebedarfe gibt es vielfältige technische Optionen für eine Nutzung von Strom im Raumwärmebereich. Dabei kann grundsätzlich zwischen wärmenetz-gebundenen und objektnahen Optionen unterschieden werden (Abbildung 1).

Während netzgebundene Optionen immer mit einer gewissen Speicherkapazität einhergehen, ist dies bei objektnahen Optionen nicht unbedingt der Fall. So verfügen beispielsweise direkte Elektroheizungen, wie etwa Heizstrahler oder Heizlüfter, über keinen Wärmespeicher. Im Gegensatz dazu haben die hier im Fokus stehenden elektrischen Speicherheizungen, im englischen Sprachraum auch als *(smart) electric thermal storage* bezeichnet, einen großen internen Wärmespeicher in Form eines gut isolierten, wärmespeichernden Materials. Dieses Material wird mit

elektrischem Strom aufgeheizt, und zu einem späteren Zeitpunkt wird die gespeicherte Wärme mit Hilfe eines Lüfters in den Raum abgegeben. Wasserbasierte Heizsysteme, die in den meisten Wohnungen installiert sind, verfügen ebenfalls über Pufferspeicher, jedoch meist mit einer vergleichsweise geringen Speicherkapazität. Neben Erdgas oder Heizöl kann in ihnen ebenfalls elektrischer Strom genutzt werden, beispielsweise über Wärmepumpen oder Heizstäbe. Derartige (teil-)elektrische Heizungstypen werden in der hier vorgestellten Modellanalyse jedoch nicht näher betrachtet.

Nachtspeicherheizungen: Ausbau, Verbot, Weiterbetrieb

Nachtspeicherheizungen sind elektrische Speicherheizungen, die ausschließlich in den Nachtstunden aufgeladen werden und somit aus Sicht des Stromsystems weitgehend unflexibel sind. Sie wurden in Deutschland ab den 1950er-Jahren installiert und dienten unter anderem dazu, die Auslastung von Grundlastkraftwerken, also Braunkohle- und später Kernkraftwerken, zu erhöhen. Dafür wurde die Aufladung der Nachtspeicherheizungen über ein sogenanntes Rundsteuersignal vom jeweiligen Versorger gesteuert; im Gegenzug erhielten die Kunden einen günstigen Stromtarif. Dieses Prinzip gilt weitgehend bis heute.

Die Energieeinsparverordnung aus dem Jahr 2009 legte fest, dass der Betrieb von bis Ende des Jahres 1989 installierten Nachtspeicherheizungen in Deutschland bis zum Jahr 2019 grundsätzlich beendet werden müsse; für neuere Nachtspeicherheizungen galt eine maximal 30-jährige

⁴ Für eine Übersicht modellbasierter Studien zu verschiedenen Optionen der flexiblen Stromnutzung im Raumwärmebereich, die ebenfalls im zugrunde liegenden Forschungsprojekt erstellt wurde, siehe Andreas Bloess, Wolf-Peter Schill und Alexander Zerrahn (2018): Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. Applied Energy 212, 1611-1626.

Kasten

Rechnungen mit dem quelloffenen Modell DIETER

Für die Rechnungen wurde das am DIW Berlin entwickelte, quell-offene Stromsektormodell „Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables“ (DIETER) genutzt und um eine Repräsentation des Raumwärmesektors erweitert.¹ Es handelt sich um ein lineares Optimierungsmodell, das in der Software GAMS implementiert und mit dem kommerziellen Solver CPLEX gelöst wird. Das Modell wurde am DIW Berlin bereits zur Untersuchung verschiedener Forschungsfragen im Bereich von Energiespeichern eingesetzt.²

Das Modell minimiert die Gesamtkosten des deutschen Stromsystems über alle Stunden eines Jahres. Dieser Ansatz ist äquivalent zu einem friktionslosen, wettbewerblichen Markt mit vollständigen Informationen aller Beteiligten. Wesentliche Modellinputs sind Annahmen zu fixen und variablen Kosten verschiedener Technologien sowie Zeitreihen der Stromnachfrage und der Stromerzeugungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien. Zu den Modellergebnissen gehören installierte Kraftwerks- und Speicherkapazitäten und ihr jeweiliger stündlicher Einsatz sowie die Gesamtkosten und CO₂-Emissionen.

Neu gegenüber früheren Modellversionen ist eine Abbildung des Raumwärmebereichs, die im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts realisiert wurde. Neue Inputparameter sind

¹ Diesem Bericht liegt die Modellversion 1.3.0 zugrunde. Modellcode, Eingangsdaten sowie eine Dokumentation können von der Modellhomepage www.diw.de/dieter heruntergeladen werden. Die Basisversion des Modells wurde auch in einem internationalen Fachjournal beschrieben, siehe Alexander Zerrahn und Wolf-Peter Schill (2017): Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 1518-1534.

² Vgl. Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann und Alexander Zerrahn (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. *DIW Wochenbericht* Nr. 10, 195-205 (online verfügbar); sowie Wolf-Peter Schill et al. (2017): Dezentrale Eigenstromversorgung mit Solarenergie und Batteriespeichern: Systemorientierung erforderlich. *DIW Wochenbericht* Nr. 12, 223-233 (online verfügbar).

der stündlich aufgelöste Raumwärme- und Warmwasserbedarf des deutschen Wohngebäudebestands, differenziert nach zwölf Gebäudetypen, sowie die jeweiligen Technologien für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Die Heiztechnologien können auch Regelleistung bereitstellen. Während das Modell grundsätzlich eine Vielzahl von Heizungstypen enthält, liegt der Fokus in diesem Bericht auf elektrischen Speicherheizungen. Die für ihre Umrüstung erforderlichen Investitionen sind nicht Bestandteil der Optimierung; sie werden jedoch bei der Auswertung der Modellergebnisse berücksichtigt.

Die hier genutzte Modellversion weist einige Beschränkungen auf, die für die Interpretation der Modellergebnisse relevant sind. So wird ausschließlich der deutsche Stromsektor modelliert, d. h. von einem Stromaustausch mit dem Ausland wird abstrahiert. Außerdem werden andere flexible Sektorenkopplungsoptionen hier nicht betrachtet, beispielsweise Elektrofahrzeuge oder die Erzeugung von Wasserstoff oder anderen chemischen Energieträgern (Power-to-X).³ Daher dürfte der Flexibilitätsbedarf im Stromsektor – und damit auch der Nutzen der Flexibilisierung von Nachtspeichern – tendenziell überschätzt werden.

Des weiteren bildet das Modell keine Netzengpässe innerhalb Deutschlands ab, weder auf Verteil- noch auf Übertragungsnetzebene. Insbesondere in Lastzentren oder in Regionen mit großem Ausbau erneuerbarer Energien könnte dies zu einer Unterschätzung des Flexibilitätsbedarfs führen – und damit des Nutzens von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen wie flexiblen Speicherheizungen.

³ Vgl. zu den Perspektiven verschiedener Power-to-X-Pfade aktuell Florian Ausfelder et al. (2018): 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien (online verfügbar).

Betriebserlaubnis.⁵ Der betreffende Paragraph 10a der Verordnung wurde jedoch 2013 wieder gestrichen, so dass der Betrieb von Nachtspeicherheizungen wieder unbefristet erlaubt ist. Die Gründe für das zwischenzeitliche Verbot waren die geringe Primärenergieeffizienz und der hohe CO₂-Ausstoß der Speicherheizungen, die sich aus der Nutzung von Strom mit einem hohen Anteil fossiler Stromerzeugung ergaben.⁶ Bei der Rücknahme des Verbots spielte offenbar die Idee eine Rolle, dass die Speicherheizungen im Kontext der Energiewende anderweitig nicht nutzbare Stromüberschüsse fluktuierender erneuerbarer Energien aufnehmen könnten.⁷

⁵ Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) vom 24. Juli 2007.

⁶ Vgl. Änderungsverordnung EnEV 2009, Stand vom 18. Juni 2008 (online verfügbar).

⁷ Vgl. ZEIT ONLINE (2013): Bundestag hebt Verbot für Nachtspeicherheizungen auf, 17. Mai 2013 (online verfügbar); sowie Die Welt (2013): Bundestag kippt Verbot von Nachtspeicheröfen, 17. Mai 2013 (online verfügbar).

Elektrische Speicherheizungen wurden im Jahr 2011 noch auf gut zwei Prozent der Wohnfläche genutzt.⁸ Sie waren im Jahr 2016 für ungefähr zwei Prozent des gesamten deutschen Stromverbrauchs verantwortlich. Ihr Anteil am Stromverbrauch der Haushalte war allerdings deutlich höher, er lag bei knapp sieben Prozent.⁹

Modellrechnungen für das deutsche Stromsystem im Jahr 2030

Mit Hilfe eines erweiterten Stromsektormodells (Kasten) wurde untersucht, welche Auswirkungen eine Flexibilisierung der Nachtspeicherheizungen in Deutschland hätte.¹⁰

⁸ Vgl. Befragungen im Rahmen des Zensus 2011 (online verfügbar); neuere Daten liegen nicht vor.

⁹ Eigene Berechnungen basierend auf Manuel Frondel, Ronald Janßen-Timmen und Stephan Sommer (2017): Erstellung der Anwendungsbilanzen 2015 und 2016 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland. Endbericht. RWI, Oktober 2017 (online verfügbar); sowie Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. Letzte Aktualisierung: 14. August 2018 (online verfügbar).

¹⁰ Für weitere Details und ergänzende Modellläufe vgl. Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

Dies wurde für verschiedene Zukunftsszenarien des Jahres 2030 untersucht, die nicht als Prognosen der künftigen Entwicklung zu verstehen sind, sondern der Illustration wichtiger Einflussfaktoren und Zusammenhänge dienen. Die Inputparameter des Modells wurden, soweit möglich, dem aktuellen Referenzszenario der EU-Kommission entnommen.¹¹ Dieses Szenario gibt einen Kraftwerkspark vor, der aber im Modell unter gewissen Randbedingungen optimiert wurde. Dabei dienen die installierten Kapazitäten des EU-Referenzszenarios für thermische und Wasserkraftwerke als obere Grenze und für Windkraft- und Solaranlagen als untere Grenze (Abbildung 2). Der CO₂-Preis liegt bei 33,3 Euro pro Tonne.

In den Szenarien dieses Berichts wird davon ausgegangen, dass die heute existierenden Nachtspeicherheizungen weitgehend auch im Jahr 2030 noch vorhanden sind. Ihre aggregierte elektrische Anschlussleistung liegt im Jahr 2030 annahmegemäß bei rund zehn Gigawatt, ihre thermische Speicherkapazität bei knapp 80 Gigawattstunden und ihr jährlicher Stromverbrauch bei knapp elf Terawattstunden.¹²

Im Folgenden werden Modellergebnisse für vier Szenarien vorgestellt:

- „Basisszenario“: In diesem Szenario wird ein Anteil erneuerbarer Energien von gut 52 Prozent erreicht.¹³
- „Hoher CO₂-Preis“: wie Basisszenario; zusätzlich liegt der CO₂-Preis im Jahr 2030 bei 71 Euro pro Tonne.
- „Kohleausstieg“: wie Basisszenario; zusätzlich wird von einem kompletten Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleerzeugung bis 2030 ausgegangen. Stattdessen sind Investitionen in neue Gaskraftwerke über die in Abbildung 2 dargestellte Obergrenze möglich.
- „Zielszenario“: Hier wird der im Koalitionsvertrag der Parteien der Bundesregierung vereinbarte Mindestanteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 65 Prozent erreicht.

Für jedes Szenario werden zwei Modellläufe miteinander verglichen: einer mit unflexiblen Nachtspeichern, die annahmegemäß nur zwischen 22 Uhr und 6 Uhr aufgeladen werden; und ein weiterer, in dem es keine zeitlichen Restriktionen der Aufladung gibt. Hierfür sind Investitionen in Kommunikations- und Steuerungstechnik (zum Beispiel Internetanschluss und Temperaturfühler) erforderlich, deren Höhe aus heutiger Sicht unsicher ist.

¹¹ Pantelis Capros et al. (2016): EU Reference Scenario 2016 – Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Study prepared for the European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport (online verfügbar).

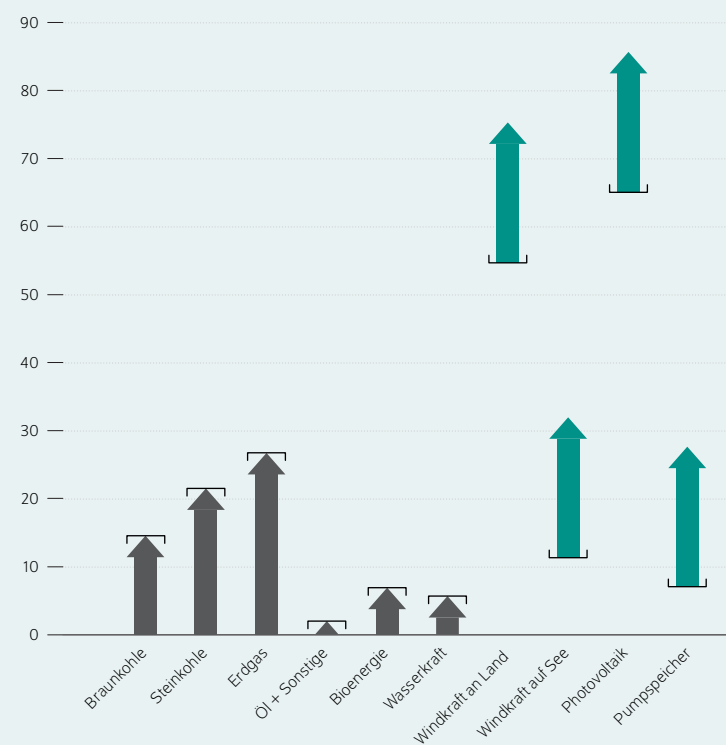
¹² Die Zahlen ergeben sich aus einer Berechnung zum künftigen Gebäudebestand unter der Annahme, dass die Anteile der Gebäude mit Speicherheizungen in den jeweiligen Energieeffizienzklassen konstant bleiben. Vgl. Ciara O'Dwyer et al. (2018): H2020 Real Value: D3.6 Cost Benefit Analysis of SETS and Alternative Local Small-scale Storage Options (online verfügbar). Dabei kommt es aus methodischen Gründen beim Energieverbrauch zu leichten Abweichungen gegenüber Frondel, Janßen-Timmen und Sommer (2017) a. a. O.

¹³ Dies entspricht ungefähr der Obergrenze des Zielkorridors, der durch § 1 des aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorgegeben wird.

Abbildung 2

Randbedingungen für Stromerzeugungskapazitäten in den modellierten Szenarien des Jahres 2030

In Gigawatt



Anmerkung: Für thermische und Wasserkraftwerke wird eine obere Grenze entsprechend den im EU-Referenzszenario installierten Leistungen angenommen; für Windkraft, Photovoltaik und Pumpspeicher wird eine entsprechende Untergrenze angenommen. Batteriespeicher können unbeschränkt zugebaut werden.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Investitionen in Windkraft, Photovoltaik und Speicher sind unbegrenzt möglich.

Systemkosten können leicht sinken

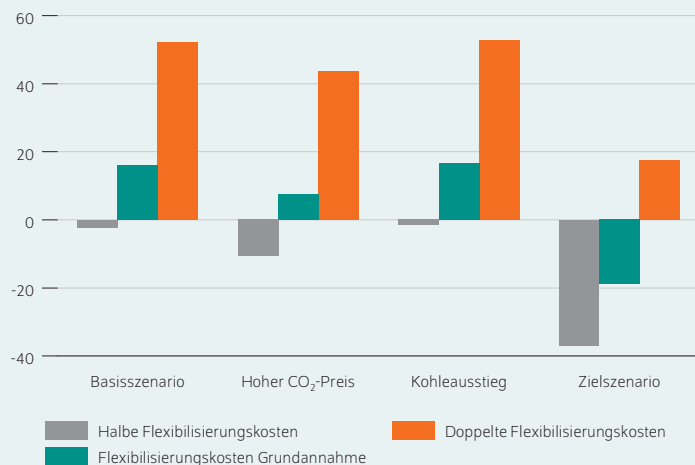
Werden die im Jahr 2030 noch bestehenden Nachtspeicherheizungen komplett flexibilisiert, können den Modellrechnungen zufolge die gesamten Systemkosten leicht sinken. Die hier betrachteten Systemkosten umfassen die annuierten Investitionskosten für Kraftwerke, Stromspeicher und Speicherheizungen sowie die variablen Kosten ihres Betriebs. Grund hierfür ist vor allem ein günstigerer Kraftwerkseinsatz, aber teilweise auch ein günstigeres Gesamtportfolio der Kraftwerkskapazitäten.¹⁴ Die Ergebnisse unterscheiden sich jedoch zwischen den Szenarien und danach, wie hoch die für die Umrüstung nötigen Investitionen sind (Abbildung 3).

¹⁴ Die Bereitstellung von Regelleistung durch Speicherheizungen spielt hierbei kaum eine Rolle. Insgesamt sinken die Systemkosten im Basisszenario um ungefähr 0,15 Prozent. Dies erscheint relativ gering vor dem Hintergrund, dass Speicherheizungen rund zwei Prozent der Stromnachfrage verursachen und ihre installierte Leistung gut fünfzehn Prozent der jährlichen Spitzenlast entspricht. Für eine detailliertere Analyse der verschiedenen Beiträge zu den Kostensenkungen vgl. Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

Abbildung 3

Veränderung der Systemkosten durch die Flexibilisierung von Nachtspeichern

In Euro pro Gerät und Jahr



Anmerkung: Gegenüber dem jeweiligen Szenario mit unflexiblen Nachtspeichern im Jahr 2030.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Bei einem höheren Anteil erneuerbarer Energien oder geringen Kosten für die Umrüstung kommt es zu Einsparungen.

Unter Grundannahmen zu den Umrüstungskosten der Nachtspeicherheizungen¹⁵ steigen im Basisszenario die gesamten jährlichen Systemkosten leicht an. Bezogen auf ein durchschnittliches Heizgerät entspricht der Anstieg knapp 16 Euro, bzw. knapp 70 Cent pro Quadratmeter der mit elektrischen Speicherheizungen beheizten Wohnfläche. Dies bedeutet, dass die erforderlichen Investitionskosten für die Flexibilisierung die Einsparungen durch einen günstigeren Kraftwerkseinsatz überwiegen. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich auch in den beiden Szenarien mit hohem CO₂-Preis und Kohleausstieg. Wird jedoch entsprechend den politischen Zielvorgaben ein Anteil von 65 Prozent erneuerbarer Energien angenommen, sinken die jährlichen Systemkosten durch die Flexibilisierung um knapp 19 Euro pro Gerät bzw. knapp 80 Cent pro Quadratmeter.

Unter der Annahme, dass die Umrüstungskosten nur halb so hoch liegen, beispielsweise aufgrund von Skaleneffekten, günstigeren Technologie- und geringen Finanzierungskosten, sinken auch in den anderen Szenarien die Systemkosten. Im Fall doppelt so hoher Flexibilisierungskosten steigen die Systemkosten auch im Zielszenario.

Änderungen im Kraftwerkspark und im Kraftwerkseinsatz

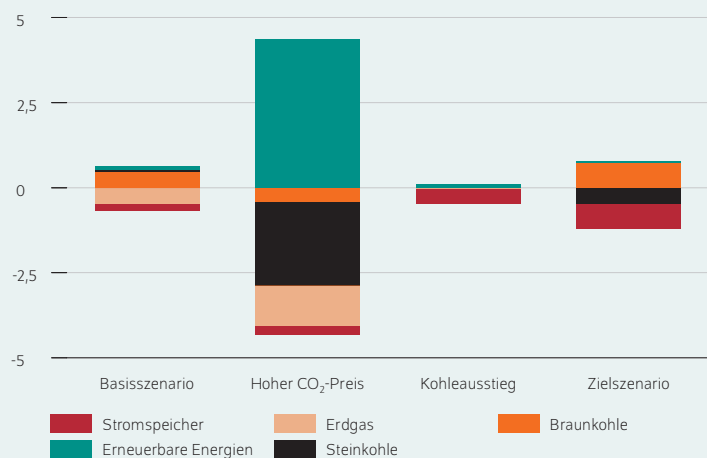
Die Flexibilisierung der Speicherheizungen führt im Modell zu einer leichten Anpassung des optimalen Kraftwerksparks. In allen Szenarien sinkt der Stromspeicherbedarf leicht, da Wärmespeicher zu einem gewissen Grad Stromspeicher als Flexibilitätsoption im Stromsystem ersetzen können. Bei einem erhöhten CO₂-Preis kommt es zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien von rund drei Gigawatt Photovoltaik und knapp einem Gigawatt Windkraft. Im Kohleausstiegsszenario ändert die Flexibilisierung der Speicherheizungen dagegen kaum etwas am Kraftwerkspark. Im Zielszenario sind bei flexibler Nutzung von Speicherheizungen etwas geringere Kapazitäten erneuerbarer Energien notwendig, um denselben Anteil von 65 Prozent an der Stromnachfrage decken zu können. Dies liegt daran, dass in diesem Szenario höhere Überschüsse erneuerbarer Energien entstehen, die durch flexible Speicherheizungen nutzbar gemacht werden.

Die Analyse des Kraftwerkseinsatzes bietet weitere Erkenntnisse (Abbildung 4). Können Speicherheizungen flexibel rund um die Uhr laden, führt dies im Basisszenario nur in sehr geringem Umfang zu einer zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energien. Dies liegt daran, dass hier nur sehr geringe Überschüsse erneuerbarer Energien verfügbar sind, die mit den im Modellrahmen vorhandenen Speicherkapazitäten nicht genutzt werden können.¹⁶ Stattdessen erhöht sich die Auslastung der Braunkohlekraftwerke, die

Abbildung 4

Auswirkungen der Flexibilisierung von Nachtspeichern auf die gesamte Stromerzeugung

In Terawattstunden



Anmerkung: Gegenüber dem jeweiligen Szenario mit unflexiblen Nachtspeichern im Jahr 2030.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Nur im Fall eines hohen CO₂-Preises kommt es zu einer nennenswerten zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energien.

¹⁵ Als Grundannahme für die annuierten spezifischen Flexibilisierungs-Investitionen wird ein Wert von 1,13 Euro pro Kilowattstunde thermischer Speicherkapazität verwendet. Er spiegelt eine Nachrüstung bestehender Speicherheizungen mit entsprechender Kommunikations- und Steuerungstechnik wider und wurde im Rahmen des zugrunde liegenden EU-Forschungsprojekts von den Praxispartnern ermittelt.

¹⁶ Das Modell abstrahiert in allen Szenarien von lokalen, durch Netzengpässe bedingten Überschussstrommengen. Die hier betrachteten deutschlandweiten Überschüsse dürften wiederum bei Berücksichtigung eines europäischen Stromverbunds sinken.

unter den gegebenen Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen – und ohne Berücksichtigung weiterer externer Kosten – die geringsten variablen Kosten aufweisen. Entsprechend steigen auch die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung leicht an, im Basisszenario um insgesamt knapp 0,3 Megatonnen oder gut 0,1 Tonnen pro Gerät. Ein vergleichbares Ergebnis liegt für das Zielszenario mit 65 Prozent erneuerbaren Energien vor.¹⁷ Im Szenario mit einem hohen CO₂-Preis bewirkt die zusätzliche zeitliche Flexibilität hingegen, dass erneuerbare Energien fossile Energieträger in der Stromerzeugung in Höhe von gut vier Terawattstunden ersetzen. Dies entspricht etwas weniger als der Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs der elektrischen Speicherheizungen. Entsprechend sinken die CO₂-Emissionen um knapp drei Megatonnen.

Zum einen verdeutlichen diese Modellergebnisse den bereits bekannten Befund, dass zusätzliche Flexibilität im Stromsystem nur unter den richtigen Randbedingungen, wie etwa einem höheren CO₂-Preis, zu einer *zusätzlichen* Nutzung erneuerbarer Energien in nennenswertem Umfang und zu CO₂-Einsparungen führt.¹⁸ Zum anderen zeigen die Ergebnisse, dass ein *gegebenes*, ambitionierteres Ziel an erneuerbaren Energien durch eine erhöhte zeitliche Flexibilität der Stromnachfrage, hier durch elektrische Speicherheizungen, günstiger erreicht werden kann.

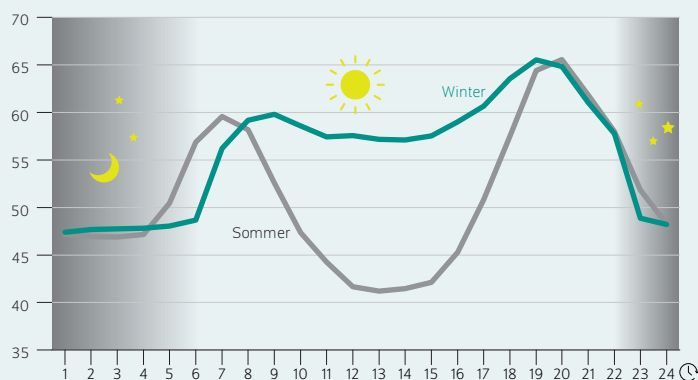
Auch 2030 werden Speicherheizungen überwiegend nachts geladen

Ein Blick auf die sich im Modell ergebenden durchschnittlichen stündlichen Großhandelsstrompreise verdeutlicht, warum die Flexibilisierung der Speicherheizungen im Basisszenario des Modells keine größeren Effekte auf die Systemkosten oder die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien hat (Abbildung 5). In der Zeit des größten Raumwärmebedarfs, also im Winter, sind auch noch im Jahr 2030 die Strompreise im Durchschnitt in der Nacht am niedrigsten. Daher wird die Möglichkeit, die Speicherheizungen auch tagsüber aufzuladen, im Winter kaum genutzt. Genauso verhält es sich im Herbst. Lediglich im Frühling und im Sommer sind aufgrund der hohen Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen die durchschnittlichen Strompreise tagsüber geringer als nachts. Davon profitieren elektrische Speicherheizungen aber kaum, da in diesen Jahreszeiten der Wärmebedarf, abgesehen von der Warmwasserbereitung, relativ gering ist. Insgesamt findet die Aufladung der Speicherheizungen im Basisszenario des Jahres 2030 zu gut drei Vierteln immer noch in den Nachtstunden statt.

Im Zielszenario sinkt der Anteil der nächtlichen Ladung auf gut die Hälfte (vgl. Infografik auf der Titelseite). Insbesondere

Abbildung 5

Durchschnittliche stündliche modellierte Großhandelspreise für Strom im Jahr 2030 In Euro pro Megawattstunde



Anmerkung: Dargestellt sind jahreszeitliche Mittelwerte des Basisszenarios für die jeweilige Stunde des Tages.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Auch im Jahr 2030 sind im Basisszenario die Strompreise in der Heizperiode nachts meist am geringsten.

aufgrund eines verstärkten Ausbaus der Photovoltaik sind hier winters die Preise auch tagsüber teilweise niedriger. Dadurch steigt der Wert der Flexibilisierung von Speicherheizungen deutlich.

Geschäftsmodelle: Unsicherheiten erschweren Investitionen

Um die potenziell positiven Systemeffekte der flexiblen Nutzung von Speicherheizungen zu realisieren, braucht es Unternehmen, zum Beispiel Energieversorger oder neue Dienstleister, die in die Umrüstung der Geräte investieren. Komplementär zur Systemmodellierung untersucht daher eine betriebswirtschaftliche Analyse die Tragfähigkeit möglicher Geschäftsmodelle.¹⁹

Ein solches Geschäftsmodell besteht darin, die Speicherheizungen umzurüsten und diese Flexibilität am Strommarkt anzubieten. Insbesondere kann Strom zu Zeiten niedriger Strompreise eingekauft und der Stromeinkauf zu Zeiten hoher Preise vermieden werden (Arbitrage). Zusätzliche Erlöse können gegebenenfalls am Regelleistungsmarkt erzielt werden. Dem stehen Kosten gegenüber für die Umrüstung der Geräte, die Beteiligung der Haushalte an den Erlösen,²⁰ den Kundenservice und den Stromhandel.

¹⁷ Die Randbedingung, dass ein Anteil von mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien erreicht werden muss, ist im Zielszenario immer bindend, so dass sich sowohl bei unflexiblen als auch bei flexiblen Speicherheizungen jeweils exakt ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent einstellt. Dieser Anteil kann im letzteren Fall allerdings etwas günstiger erreicht werden.

¹⁸ Vgl. für das Beispiel zusätzlicher Stromspeicher Jonas Egerer und Wolf-Peter Schill (2014): Power System Transformation toward Renewables: Investment Scenarios for Germany. Economics of Energy & Environmental Policy, 3(2), 29-43; sowie für eine flexible Aufladung von Elektrofahrzeugen Wolf-Peter Schill, Clemens Gerbaulet und Peter Kasten (2015): Elektromobilität in Deutschland: CO₂-Bilanz hängt vom Ladestrom ab. DIW Wochenbericht Nr. 10, 207-215 (online verfügbar).

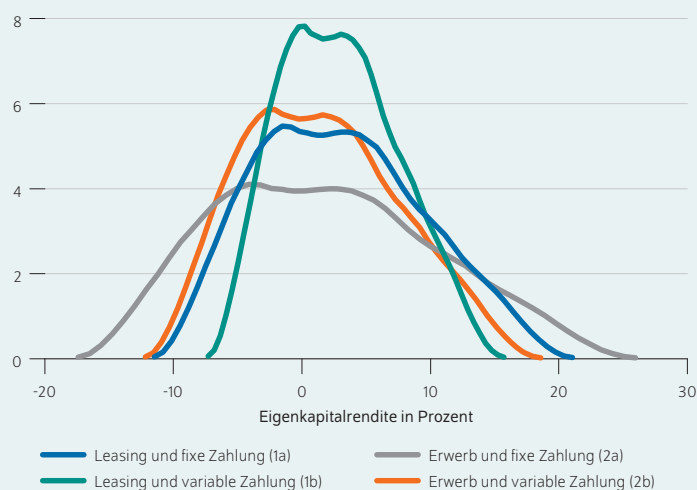
¹⁹ Vgl. Nils May, Karsten Neuhoﬀ und Jörn Richstein (2018): Market Evaluation Report. Deliverable 6.7 des Horizon-2020-Projekts „RealValue“ (online verfügbar); sowie Carlotta Piantieri (2018): Innovative Business Models for Clean-techs. DIW Roundup Nr 125 (online verfügbar).

²⁰ Für Haushalte kann eine Umrüstung der Speicherheizungen attraktiv sein, wenn Unternehmen ihnen entweder einen monatlichen Fixbetrag zahlen (bzw. einen Nachlass bei der Stromrechnung gewähren) oder sie anteilig an den Erlösen beteiligen.

Abbildung 6

Eigenkapitalrenditen von vier Geschäftsmodellen für die flexible Nutzung von Speicherheizungen

Wahrscheinlichkeitsdichte in Prozent



Anmerkung: Eigenkapitalrendite im Zielszenario.

Lesehilfe: Je höher und je enger verteilt die Eigenkapitalrenditen, desto tragfähiger die Geschäftsmodelle.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf May et al. (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Bei allen vier Geschäftsmodellen gibt es erhebliche Investitionsrisiken.

Es reicht jedoch nicht aus, lediglich durchschnittliche Erlöse und Kosten zu betrachten. Die Profitabilität ist ebenso maßgeblich abhängig von substantiellen Unsicherheiten. Dazu gehören vor allem Faktoren, die einzelne Unternehmen selbst nicht beeinflussen können, wie zum Beispiel die Variabilität der Strompreise und der Grad, zu dem die Unternehmen die sich ergebenden Systemkostenvorteile tatsächlich realisieren können. Darüber hinaus spielen auch Kosten für die Interaktion mit vielen individuellen Haushalten auf der einen und dem Strommarkt auf der anderen Seite eine Rolle.

Monte-Carlo-Simulation illustriert Effekte äußerer Unsicherheiten

Mittels einer Monte-Carlo-Simulation wurde die Profitabilität von Investitionen unter verschiedenen unsicheren Faktoren modelliert. Hierfür wurde eine sehr große Anzahl (10 000) an Kombinationen dieser Faktoren durchgespielt. Als Grundlage für die Auswahl der Faktoren wurden Interviews mit MarktteilnehmerInnen geführt, wie beispielsweise MitarbeiterInnen von Energieversorgungsunternehmen und Technologieanbietern. Dabei ergab sich, dass die Interaktion mit vielen Haushalten einerseits und mit dem Strommarkt andererseits eine besondere Herausforderung ist.

Die Monte-Carlo-Simulation analysiert vier verschiedene Geschäftsmodelle. Haushalte können die Geräte leasen, dafür Leasingraten an das Unternehmen zahlen und im

Gegenzug von diesem mit fixen (1a) oder variablen (1b) Beträgen an den Umsätzen beteiligt werden, die an den Strommärkten realisiert werden. Alternativ erwerben die Haushalte die Geräte – möglicherweise bezuschusst vom Unternehmen – und werden auch hier fix (2a) oder variabel (2b) am Umsatz beteiligt.

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass im Zielszenario tragfähige Geschäftsmodelle entstehen können (Abbildung 6). Dies liegt an den relativ guten Arbitragemöglichkeiten in diesem Szenario. Als ein zentraler – und im Allgemeinen noch wenig beachteter – Aspekt zeigt die Monte Carlo-Simulation die wichtige Rolle unsicherer Erlöse für die Profitabilität der Investitionen. Diese schwankt stark durch die Unsicherheit unter anderem hinsichtlich der zukünftigen Spreizung des Strompreises und der variablen Kosten der neuen Technologie.

Die Analyse ergibt, dass die Geschäftsmodelle sich insbesondere hinsichtlich der Variabilität der Eigenkapitalrenditen unterscheiden.²¹ In Geschäftsmodellen, in denen Haushalte mit erlösabhängigen Zahlungen an den Risiken und Chancen der Strommarktaktivitäten beteiligt werden (1b und 2b), tragen die Unternehmen weniger Risiken, wodurch die Eigenkapitalrenditen sicherer werden. Außerdem sind die Erlöse in Geschäftsmodellen, in denen die Unternehmen die Geräte besitzen und an Haushalte verleasen (1a und 1b), abgesicherter als in Geschäftsmodellen, in denen die Haushalte die Geräte erwerben, da die Höhe der Leasingzahlungen von Anfang an feststeht.

Da die Umrüstung flexibler Speicherheizungen kapitalintensiv ist, verhindern äußere Unsicherheitsfaktoren jedoch potenziell, dass in die Umrüstungen investiert wird. Zwar fallen die Investitionskosten für die Umrüstung der Speicherheizungen anfangs an, so dass die Kosten weitgehend feststehen; allerdings ergeben sich die Erlösmöglichkeiten erst im Laufe der Zeit und sie hängen stark von Umständen wie der Variabilität des Strompreises ab, welche einzelne Unternehmen nicht beeinflussen können. Diese Abhängigkeit von äußeren Unsicherheitsfaktoren lässt die mögliche Profitabilität der Investitionen stark schwanken, bis hin zu deutlich negativen Eigenkapitalrenditen, so dass die anfängliche Finanzierung erschwert wird. Dadurch können die Kosten insgesamt steigen oder Investitionen werden nicht getätigt, obwohl sie im Durchschnitt profitabel erscheinen.

Fazit: Flexible Nutzung von Nachtspeichern nur ein kleiner Baustein für die Energiewende

Die Energiewende erfordert die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Quellen, nicht nur im Strombereich. Eine diskutierte Option für eine flexible, sektorenübergreifende Nutzung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist eine Bereitstellung von

²¹ Die Eigenkapitalrendite ist eine zentrale Kennzahl, um die Attraktivität von Investitionen zu evaluieren. Sie gibt an, inwiefern das eingesetzte Eigenkapital verzinst werden kann, nachdem Kosten für den Betrieb und Fremdkapital von den Erlösen abgezogen wurden.

Raumwärme mittels elektrischer Speicherheizungen. Würden die Nachtspeicherheizungen in Deutschland umgerüstet, so dass sie flexibel rund um die Uhr beladen werden könnten, ist eine Ersparnis bei den Gesamtkosten des Stromsystems möglich. Dies zeigen Modellrechnungen für das Jahr 2030.

Diese Ersparnis ist unter Basisannahmen jedoch gering und ergibt sich nur, falls die Umrüstung bestehender Geräte kostengünstig erfolgen kann oder der Anteil erneuerbarer Energien deutlich steigt. Zur Nutzung *zusätzlicher* erneuerbarer Energien und zur Verminderung von CO₂-Emissionen tragen flexible Speicherheizungen den Rechnungen zufolge jedoch nur bei sehr hohen CO₂-Preisen nennenswert bei. Im Basisszenario sind auch noch im Jahr 2030 im Durchschnitt die Strompreise während der Heizperiode in den Nachtstunden am niedrigsten, so dass ein über den Tag verteiltes Laden nur geringe Vorteile bietet. Hingegen zeigen die Berechnungen, dass für das im Koalitionsvertrag vereinbarte Ausbauziel von 65 Prozent erneuerbaren Energien an der Stromnachfrage im Jahr 2030 die Flexibilisierung der Nachtspeicherheizungen deutlichere Kostenvorteile birgt, da in diesem Fall die Geräte auch verstärkt zur Mittagszeit geladen werden.

Elektrische Speicherheizungen bringen jedoch auch einige Nachteile mit sich, die in den Modellrechnungen nicht betrachtet wurden. Zum einen weisen sie – auch bei Nutzung erneuerbarer Energien – eine im Vergleich zu Wärmepumpen sehr geringe Stromeffizienz auf. Zum anderen können sie wegen ihrer begrenzten Speicherkapazität nur einen geringen Beitrag leisten, um längere Phasen mit geringem Dargebot fluktuierender erneuerbarer Energien zu überbrücken. In solchen Situationen sind Flexibilitätsoptionen mit einer größeren Speicherkapazität erforderlich.

Zudem sollte der Stromverbrauch in solchen Phasen möglichst gering sein. In dieser Hinsicht erscheinen Wärmepumpen und energetische Sanierungsmaßnahmen langfristig vorteilhafter als der weitere Betrieb elektrischer Speicherheizungen.

Insgesamt dürfte eine Flexibilisierung bestehender Nachtspeicherheizungen somit allenfalls einen kleinen Beitrag zur weiteren Umsetzung der Energiewende in Deutschland leisten. Ein nennenswerter Ausbau elektrischer Speicherheizungen über den existierenden Bestand hinaus erscheint wenig plausibel und wurde in der Modellierung auch nicht weiter betrachtet. Dagegen dürften andere Maßnahmen deutlich relevanter für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele sein, insbesondere der Ausbau von Wärmepumpen und die energetische Sanierung des Gebäudebestands.

Über das Beispiel der Nachtspeicherheizungen hinaus sollte die Politik auf geeignete Rahmenbedingungen für eine Hebung der Flexibilitätspotenziale auf der Stromnachfrageseite hinwirken. Neben der Stromnachfrage für heutige Anwendungen betrifft dies Technologien, die im Zuge der Energiewende relevanter werden, wie beispielsweise Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Dabei hat auch das Strommarktdesign einen Einfluss darauf, inwiefern der Systemnutzen von Flexibilitätsoptionen durch einzelne Akteure tatsächlich realisiert werden kann und ob die Investitionen entsprechend getätigt werden. Hier spielt auch die räumliche Komponente eine Rolle, da je nach Auslastung der Stromnetze Flexibilität an manchen Orten einen besonders hohen Wert haben kann. Grundsätzlich gilt bei allen kapitalintensiven Flexibilitätsoptionen, dass die Finanzierungskosten, welche maßgeblich von der Variabilität der Erlöse beeinflusst werden, ein entscheidender Faktor für Investitionsentscheidungen sind.

Wolf-Peter Schill ist stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | wschill@diw.de

Alexander Zerrahn ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | azerrahn@diw.de

Nils May ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | nmay@diw.de

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoff@diw.de

JEL: Q42, Q47, Q48

Keywords: smart electric thermal storage; power-to-heat; flexibility



INTERVIEW MIT WOLF-PETER SCHILL

„Längerfristig spielen Wärmepumpen und die Gebäudesanierung eine größere Rolle für die Energiewende“

Dr. Wolf-Peter Schill, stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin

1. **Herr Schill, Sie haben die möglichen Effekte einer Flexibilisierung der bestehenden Nachtspeicherheizungen im deutschen Stromsystem untersucht. Was genau ist in diesem Zusammenhang unter dem Begriff "Flexibilisierung" zu verstehen?** Damit meinen wir, dass elektrische Nachtspeicherheizungen nicht nur in den Nachtstunden Strom laden, sondern dass sie dies flexibel auch tagsüber tun können. Dies bedeutet, dass ein Unternehmen oder ein Dienstleister diese Geräte bündelt und ihre Flexibilität in gebündelter Form an den Strommarkt bringt. Früher wurden Nachtspeicherheizungen deswegen installiert, weil man den günstigen Nachtstrom nutzen konnte, der aus tendenziell unterausgelasteten Grundlastkraftwerken kam. Im Zuge der Energiewende kam dann die Idee auf, dass man die Speichereigenschaften dieser Heizungen nutzen könnte, um die schwankende Wind- und Solarstromerzeugung besser nutzbar zu machen, und das haben wir untersucht.
2. **Zwischenzeitlich waren Nachtspeicherheizungen sogar verboten. Warum stehen sie wieder zur Debatte? Sind sie aus energetischer Sicht nicht sehr ineffizient?** Wenn Sie Kohlestrom nutzen, um damit Raumwärme zu erzeugen, dann sind Nachtspeicheröfen aus Primärenergiesicht außerordentlich ineffizient. Wenn Sie erneuerbaren Strom nutzen, dann sieht es schon besser aus. Dann nutzen Sie direkt die erneuerbare Primärenergie. Allerdings muss man das mit anderen, noch sehr viel effizienteren Optionen vergleichen. Zum Beispiel brauchen Wärmepumpen viel weniger erneuerbaren Strom, um die gleiche Menge an Raumwärme bereitzustellen.
3. **Sie haben verschiedene Szenarien untersucht. Unter welchen Bedingungen macht der Einsatz von elektrischen Speicherheizungen energiepolitisch Sinn?** Wir haben in unseren Szenariorechnungen für das Jahr 2030 gesehen, dass unter bestimmten Bedingungen die Flexibilisierung dieser Speicherheizungen tatsächlich zu gewissen moderaten Kostensenkungen im Stromsystem führen kann. Dies liegt aber nicht unbedingt daran, dass zusätzliche erneuerbare Energien integriert werden, sondern dass sich

insgesamt ein etwas günstigerer Kraftwerkspark und Kraftwerkseinsatz ergibt. Das bedeutet aber, dass ohne weitere Maßnahmen solche flexiblen Speicherheizungen auch dazu führen können, dass mehr Kohlestrom genutzt wird.

4. **Wenn also überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien nicht verfügbar ist, wird die nächst billigere Variante, also Kohlestrom genutzt?** Grundsätzlich führt zusätzliche Flexibilität im Strommarkt dazu, dass die Stromerzeugungsoptionen, die die geringsten variablen Kosten haben, zusätzlich ausgelastet werden. Wenn Überschüsse erneuerbarer Energien vorhanden sind, dann führt Flexibilität dazu, dass diese Überschüsse auch integriert werden können. Aber gerade in der Heizperiode sind tagsüber kaum Überschüsse aus erneuerbaren Energien vorhanden, weil wir dann wenig Solarstrom haben. Im Sommer sieht es anders aus, aber da haben wir einen sehr geringen Heizenergiebedarf. Das bedeutet, dass in unseren Modellrechnungen auch im Jahr 2030 elektrische Speicherheizungen überwiegend noch nachts geladen würden.
5. **Was könnte dann der Einsatz von elektrischen Speicherheizungen im Hinblick auf die Energiewende bringen?** Die ursprüngliche Idee war, durch elektrische Speicherheizungen den schwankenden Wind- und Solarstrom besser zu nutzen. Wir sehen aber, dass das aufgrund der beschriebenen Effekte nur in geringem Maße eintritt. Längerfristig kann sich das ändern, wenn die Anteile erneuerbarer Energien noch viel höher, bei nahezu Vollversorgung, liegen. Wir halten es aber in einem solch längerfristigen Szenario für unplausibel, dass wir überhaupt noch elektrische Speicherheizungen haben. Dort spielen dann Wärmepumpen und die energetische Sanierung des Gebäudebestands eine deutlich größere Rolle, um die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen.

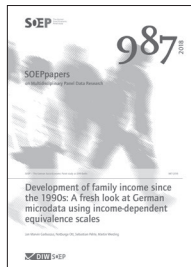
Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden Sie auf www.diw.de/interview

SOEP Papers Nr. 987

2018 | Jan Marvin Garbuszus, Notburga Ott, Sebastian Pehle, Martin Werding



Development of Family Income since the 1990s: A Fresh Look at German Microdata Using Income-Dependent Equivalence Scales

Income inequality and poverty risks receive a lot of attention in public debates and current research. However, the situation of families that differ in size and composition is rarely considered more closely in this context. Relevant research typically relies on equivalence scales to make income comparable across different types of households. The standard approach for doing so is based on the so-called "(modified) OECD scale". Instead, we apply income-dependent equivalence scales in this paper to assess how the financial situation of families living in Germany has developed since the early 1990s. Among other things, our

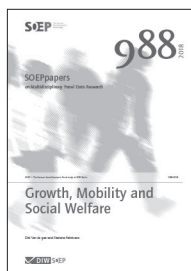
results indicate that poverty risks for households with children – especially for single parents – are considerably higher than was previously found. We conclude that the application of income-dependent equivalence scales is required for applied research in income inequality, especially if one is concerned with the composition, not just the size of the population at poverty risk.

www.diw.de/publikationen/soeppapers



SOEP Papers Nr. 988

2018 | Dirk Van de gaer, Flaviana Palmisano



Growth, Mobility and Social Welfare

We propose a social welfare function to evaluate a profile of income streams and compare the welfare gain of the actual profile relative to the income profile where the individual receives his first period income in each period. We derive necessary and sufficient conditions for the welfare gain to be positive, and show how this welfare gain can be decomposed in a pure effect of economic growth, a mobility effect and a cost due to aversion to time fluctuations given individuals' ranks in the income distribution. The mobility effect, generated by reranking in the income distribution has two components: a cost due to the time fluctuations in incomes and a benefit, due to the equalization in time averaged incomes. We illustrate the analysis using CNEF data for Australia, Korea, Germany and Switzerland. Our results indicate that the largest component of the welfare gain is the equalization of time averaged income, induced by reranking. After subtracting the cost of mobility due to the increase in time fluctuations of individual income streams, the net effect of mobility remains positive. In countries with high growth (Australia and Korea), the growth effect is larger than the mobility effect, but in countries with low growth (Germany and Switzerland), the opposite holds true.

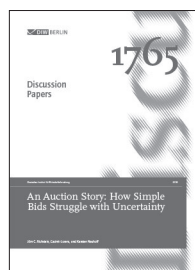
illustrate the analysis using CNEF data for Australia, Korea, Germany and Switzerland. Our results indicate that the largest component of the welfare gain is the equalization of time averaged income, induced by reranking. After subtracting the cost of mobility due to the increase in time fluctuations of individual income streams, the net effect of mobility remains positive. In countries with high growth (Australia and Korea), the growth effect is larger than the mobility effect, but in countries with low growth (Germany and Switzerland), the opposite holds true.

www.diw.de/publikationen/soeppapers



Discussion Papers Nr. 1765

2018 | Jörn C. Richstein, Casimir Lorenz and Karsten Neuhoff



An Auction Story: How Simple Bids Struggle with Uncertainty

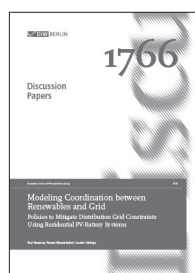
Short-term electricity markets are key to an efficient production by generation units. We develop a two-period model to assess different bidding formats to determine for each bidding format the optimal bidding strategy of competitive generators facing price-uncertainty. We compare the results for simple bidding, block bidding and multi-part bidding and find that even under optimal simple and block bidding generators face the risk of ex-post suboptimal solutions, whereas in multi-part bidding these do not occur. This points to efficiency gains of multi-part bidding in the presence of uncertainty in electricity markets.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1766

2018 | Paul Neetzow, Roman Mendelevitch, Sauleh Siddiqui



Modeling Coordination between Renewables and Grid: Policies to Mitigate Distribution Grid Constraints Using Residential PV-Battery Systems

Distributed photo-voltaic (PV) generation is one of the pillars of energy transitions around the world, but its deployment in the distribution grid requires costly reinforcements and expansions. Prosumage - consisting of a household-level PV unit coupled with a battery storage system - has been proposed as an effective means to facilitate the integration of renewable energy sources and reduce distribution grid stress. However, tapping its full

potential requires regulatory interventions; otherwise, system costs could rise despite increasing flexibility. We analyze the effectiveness of different policy schemes to mitigate the need for distribution capacity expansion by incentivizing beneficial storage operation. Our novel top-down modeling approach allows analyzing effects on market prices, storage dispatch, induced distribution grid requirements, system costs, and distributional implications. Numerical results for German power system data indicate that required distribution grid requirements can be reduced through simple feed-in policies. A uniform limit on maximum grid feed-in can leave distribution system operators better off, even if they fully compensate prosumage households for foregone revenue. Policies imposing more differentiated limits at the regional level result in only marginal efficiency improvements. Complete self-sufficiency (autarky) is socially undesirable, as it confines important balancing potential and can increase system costs despite adding storage.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1767
2018 | Stefan Bach



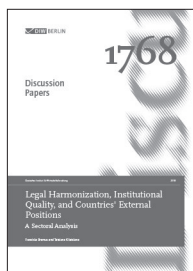
100 Jahre deutsches Steuersystem: Revolution und Evolution

Die „Erzbergerschen Steuer- und Finanzreformen“ 1919/20 haben das deutsche Steuer- und Finanzsystem nahezu vollständig umgestaltet, modernisiert und stark ausgebaut. Wesentliche Elemente dieser Reformen haben bis heute Bestand – die Grundstrukturen des Steuersystems und der Steuerrechtsordnung sowie der zentralistische kooperative Finanzföderalismus. Das NS-Regime konsolidierte die Reformen und erhöhte die Steuerbelastungen weiter. Wiederaufbau und Wirtschaftswunder begannen bei sehr hohen Einkommensteuersätzen, die erst schrittweise gesenkt wurden. Steuervergünstigungen unterstützten die Struktur- und Regionalpolitik seit den 50er Jahren, der Sozialstaat wurde ausgebaut, seit den 60er Jahren wurden gesamtwirtschaftliche Stabilisierungsziele verfolgt. Ab den 70er Jahren dominierten Strukturprobleme und Konsolidierung die Steuer- und Finanzpolitik, seit den 80er Jahren angebotsökonomische und (neo)liberale Reformagenden. Die Steuern auf hohe Einkommen und Vermögen wurden gesenkt, die indirekten Steuern ausgebaut. Seit der Finanzkrise 2009 stehen Verteilungsfragen wieder stärker im Vordergrund.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere



Discussion Papers Nr. 1768
2018 | Franziska Bremus, Tatsiana Kliatskova



Legal Harmonization, Institutional Quality, and Countries' External Positions: A Sectoral Analysis

This paper analyzes links between institutional harmonization and bilateral portfolio debt and equity holdings at the sectoral level. Motivated by the action plan for the European Capital Markets Union, we examine the potential for legal harmonization and convergence in institutional quality to affect financial structures. Our analysis yields three key insights. First, legal harmonization across the EU promotes capital market integration via increased portfolio equity holdings. Second, discrepancies in institutional quality matter for cross-border portfolio positions: economic agents increase their portfolio debt investment in

countries that are transparent and have efficient insolvency procedures, investor protection, and tax systems as compared to the domestic ones. Third, the relationship between external capital holdings and institutional harmonization varies significantly across sectors. The other financial corporations sector, which accounts for a large share of portfolio positions, tends to react more to institutional harmonization than do banks and the non-financial private sector.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere





STEFAN BACH

Solidaritätszuschlag bei Hochverdienenden erhalten und in den Einkommensteuertarif integrieren

Stefan Bach ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Staat am DIW Berlin.
Der Kommentar gibt die Meinung des Autors wieder.

Der Solidaritätszuschlag ist ziemlich in die Jahre gekommen. Fast 30 Jahre nach der Wiedervereinigung verblasst seine politische Begründung zunehmend. Ab 2020 enden die Sonderzahlungen für die neuen Länder im Bund-Länder-Finanzausgleich. Da mag es politisch an der Zeit sein, ihn abzuschaffen.

Verfassungsrechtlich ist das aber keineswegs zwingend – jedenfalls, wenn man sich an der alten Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts zur Ergänzungsabgabe orientiert, die dem Gesetzgeber einen weitgehenden Beurteilungsspielraum einräumt. Dringende Gründe für eine Änderung dieser Judikatur gibt es nicht, auch wenn sich viele bemühen, diese herbeizuschreiben.

Eine vollständige Soli-Abschaffung würde den Trend zu Steuerentlastungen für SpitzenverdienerInnen fortsetzen. GeringverdienerInnen und Mittelschichten haben kaum etwas davon. Denn als Zuschlag auf die Einkommen- und Körperschaftsteuer wirkt der Soli stark progressiv. Sein Aufkommen von derzeit (2018) schätzungsweise 18,2 Milliarden Euro (inländische SteuerzahlerInnen) wird zu 62 Prozent von den einkommensreichsten zehn Prozent der Bevölkerung aufgebracht. Allein das reichste Hundertstel zahlt 28 Prozent, das sind 5,1 Milliarden Euro. Die ärmere Hälfte der Bevölkerung trägt dagegen nur 0,3 Milliarden Euro (1,7 Prozent) zum Aufkommen bei.

Dabei wurden die Einkommensstärksten über die vergangenen Jahrzehnte schon kräftig entlastet. 1998 lag der Spitzensteuersatz noch bei 53 Prozent, mit Soli bei 55,9 Prozent. Heute beträgt er, einschließlich Soli, nur noch 44,3 Prozent beziehungsweise 47,5 Prozent. Das heißt, für Spitzeneinkommen wurde der Soli schon zwei- bis dreimal abgeschafft.

Ferner wurden seitdem die Unternehmensteuern gesenkt, die Abgeltungsteuer eingeführt, die Vermögensteuer abgeschafft und die Erbschaftsteuer auf Unternehmensübertragungen praktisch beseitigt – Entlastungen, die ebenfalls den Reichen und vor allem den Superreichen im Lande zugutekamen. Zugleich sind die Top-Einkommen deutlich stärker gestiegen als die Durchschnittseinkommen. GeringverdienerInnen und

Mittelschichten wurden mit mageren Einkommenszuwächsen abgespeist, die unter anderem durch höhere indirekte Steuern und anhaltend hohe Sozialbeiträge aufgezehrt wurden.

Unser Steuerstaat hat wirklich andere Probleme, als SpitzenverdienerInnen mit Steuerentlastungen im zweistelligen Milliardenbereich zu beglücken. Bei Steuersenkungen sind erst mal die „Bezieherinnen und Bezieher unterer und mittlerer Einkommen“ an der Reihe, wie es auch vor einem Jahr zu Beginn der Jamaika-Sondierungsgespräche vereinbart wurde.

Die Große Koalition will untere und mittlere Einkommen beim Soli ab 2021 entlasten. Dafür werden jährliche Steuerausfälle von zehn Milliarden Euro veranschlagt, das soll durch eine kräftige Ausweitung der Soli-Freigrenze auf 61700 Euro erreicht werden. Der Schönheitsfehler dabei ist, dass die Freigrenze über ein Gleitzielenintervall bis 77000 Euro komplett abgeschmolzen wird. Dadurch schnellte der Grenzsteuersatz aus Einkommensteuer und Solidaritätszuschlag in diesem Bereich von bisher 44,3 Prozent auf 50,4 Prozent hoch. Der „Mittelstandsbauch“ geht damit in einen „Prellbock“ für BesserverdienerInnen über.

Um den zu vermeiden, könnte man einen echten Freibetrag von etwa 62000 Euro gewähren. Das entlastet auch hohe Einkommen moderat, das Minderaufkommen steigt auf etwa zwölf Milliarden Euro im Jahr.

Steuerästhetisch schöner sowie politisch ehrlicher und nachhaltiger wäre es, den Soli bei hohen Einkommen in den Einkommensteuertarif zu integrieren. Mit dem Mehraufkommen könnte man die gebeutelten Geringverdienenden und Mittelschichten entlasten, etwa durch die Erhöhung des Grundfreibetrags der Einkommensteuer oder eine Senkung des „Mittelstandsbauchs“. Ferner könnte man die Sozialbeiträge für Niedrigeinkommen reduzieren oder den ermäßigten Mehrwertsteuersatz für Nahrungsmittel und öffentlichen Nahverkehr auf fünf Prozent senken.

Dieser Beitrag ist am 9. November 2018 bei Zeit Online erschienen.