

# Modellgestützte Untersuchung dynamischer Primärenergiefaktoren für Flexibilisierungstechnologien

Rita Dornmair(\*)<sup>1</sup>, Philipp Kuhn

Technische Universität München - Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Lichtenbergstr. 4a, 85748 Garching b. München, +49 89 289 52731, [rita.dornmair@tum.de](mailto:rita.dornmair@tum.de), [www.ens.ei.tum.de](http://www.ens.ei.tum.de)

**Kurzfassung:** Der Primärenergiefaktor wird als Steuergröße zur Bewertung der Qualität einer Energieanwendung in Hinblick auf Effizienz und Klimaauswirkungen verwendet. Dieser stellt aktuell aber eine eher statische Größe dar, die zwar für Strom über die Jahre an die neuen Rahmenbedingungen angepasst wird; kurzfristige Änderungen werden allerdings nicht berücksichtigt. In dieser Arbeit werden die Unterschiede in den sich ergebenden Primärenergiefaktoren untersucht, wenn diese dynamisch angenommen und für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen in einem Energiesystemmodell errechnet werden. Verglichen werden dabei die Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage mit den spezifischen Faktoren von unterschiedlich flexiblen Nachfragen zur elektrischen Wärmeerzeugung sowie zur Ladung von großtechnischen Speichern und Elektrofahrzeugbatterien. Es wird deutlich, dass die Betrachtung von dynamischen Primärenergiefaktoren in der Berechnung von anwendungsspezifischen Faktoren zu erheblich geringeren Werten führt. Dies ist insbesondere bei zunehmender Flexibilität der Anwendung in Bezug auf die Stromnachfrage der Fall, da dann zunehmend die für die primärenergetisch günstig angenommenen erneuerbaren Energien genutzt werden können. Über eine dynamische Gestaltung des Primärenergiefaktors insbesondere für Strom muss daher zukünftig nachgedacht werden, um eine gerechte Bewertung aller zu vergleichenden Anwendungen zu gewährleisten.

**Keywords:** Energiesystem, Modell, Primärenergiefaktor, Flexibilität

## 1 Einleitung

Eine zentrale Leitlinie der Energiepolitik der Bundesregierung in Deutschland ist die Förderung des Klimaschutzes [1]. Die vordringlichste Maßnahme in diesem Zusammenhang ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen und dabei vor allem die Verringerung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Als wesentliche Instrumente zur Umsetzung dieser Ziele stehen die Verbesserung der Energieeffizienz und der Ausbau an erneuerbaren Energien zur Verfügung.

Eine Größe oder ein Werkzeug für die Messung der energetischen Güte einer Energieanwendung in puncto Effizienz oder Klimaauswirkungen ist der Primärenergiefaktor

---

<sup>1</sup> Jungautor

(PEF). Er dient als Steuergröße zur Umsetzung energiepolitischer Ziele und findet beispielsweise bei der Energieeinsparverordnung [2], bei der energetischen Bewertung von Gebäuden oder der Fernwärmeversorgung Anwendung [3], [4]. Damit beeinflusst der PEF in erster Linie im Wärmebereich die Auswahl und folglich die Marktchancen für Heiztechnologien und den damit verbundenen Energieträgern. Die Marktteilnehmer sind deshalb an einem für ihren Bereich möglichst günstigen PEF interessiert, um ihre Marktposition zu stärken.

Die aktuelle Praxis legt feste Primärenergiefaktoren für bestimmte Energieträger fest – unter anderem auch für Strom. Dieser kann zwar im Prinzip an sich ändernde Gegebenheiten im Stromsektor angepasst werden, dennoch fehlt die kurzfristige Dynamik, die speziell die wachsende Nutzung fluktuierender erneuerbarer Erzeugung ins System mitbringt. Je nach aktuellem Dargebot an Wind und Sonne schwankt der Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und demzufolge auch die Primärenergieintensität. Ein sich im Horizont von Jahren ändernder PEF für Strom – wie beispielsweise die Novellierung der EnEV vorsieht (siehe [5]) – spiegelt zwar den mittleren Beitrag aus Wind und PV und somit einen steigenden Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung wider, die kurzfristigen Schwankungen können dadurch allerdings nicht abgebildet werden. Die Ausprägung des PEFs als fester Wert benachteiligt somit hauptsächlich die sogenannten Flexibilitätsoptionen im Stromsystem, welche die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien verbessern sollen. Zu dieser Rubrik zählen die Speicherung von Strom, die Lastverschiebung und die Sektorkopplung. Alle Optionen sind durch eine Betriebsstrategie gekennzeichnet, die aus wirtschaftlichen Gründen den Strom vorzugsweise dann verbraucht, wenn er kostengünstig ist. Aufgrund des aktuellen Strommarktdesigns korreliert ein niedriger Strompreis oft mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien im Stromnetz und daher einem niedrigen PEF („Merit-Order-Effekt“) [6]. Diese Technologien beziehen deshalb zu Zeiten Strom, in welchen der PEF signifikant niedriger ausfällt. Wenn die Ausgestaltung des PEFs dieser Betriebsweise nicht ausreichend Rechnung trägt, würde dies zu einer Benachteiligung der Technologien oder vielmehr zu einer unzureichenden Anerkennung ihres Effizienz- und Klimabeitrags führen.

Die folgende Kurzstudie möchte die in [7] vorgestellten Untersuchungen zu diesem Punkt vertiefen. Im Folgenden werden zunächst das Konzept und die Funktionsweise des für die Bestimmung von dynamischen Primärenergiefaktoren im Rahmen dieser Studie verwendeten Energiesystemmodells beschrieben. Anschließend werden kurz die Grundlagen des Primärenergiefaktors und die Ansätze im Modell zur Bestimmung des PEF in einer größeren Detailtiefe dargestellt. Danach werden die Beispielszenarien vorgestellt und die Ergebnisse aus den Modellrechnungen beschrieben und analysiert. Abschließend werden die wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst.

## **2 Beschreibung des Stromsystemmodells**

### **2.1 Grundlagen des Stromsystemmodells**

Das primäre Ziel des Stromsystemmodells ist die Deckung der Stromnachfrage zu allen Zeitpunkten des Betrachtungszeitraums zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten. Eine detaillierte Beschreibung des Modells ist in [8] und [9] zu finden. Abbildung 1 zeigt schematisch die Eingangs- und Ausgangsdaten des Stromsystemmodells. Ausgangspunkt ist der bestehende Park an Erzeugungsanlagen sowie bestehende Pumpspeicherwerke in

Deutschland. Auf dieser Basis ermittelt das Modell den kostenoptimalen Ausbau und stundenscharfen Einsatz von Kraftwerken und Speichereinrichtungen im Hinblick auf Technologie, Leistung, Kapazität und Zeitpunkt des Baus. Unter anderem lassen sich mit den Modellergebnissen Aussagen über den sich ergebenden Strommix, Ausbau und Einsatz von großtechnischen Speichereinrichtungen aber auch die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen treffen.

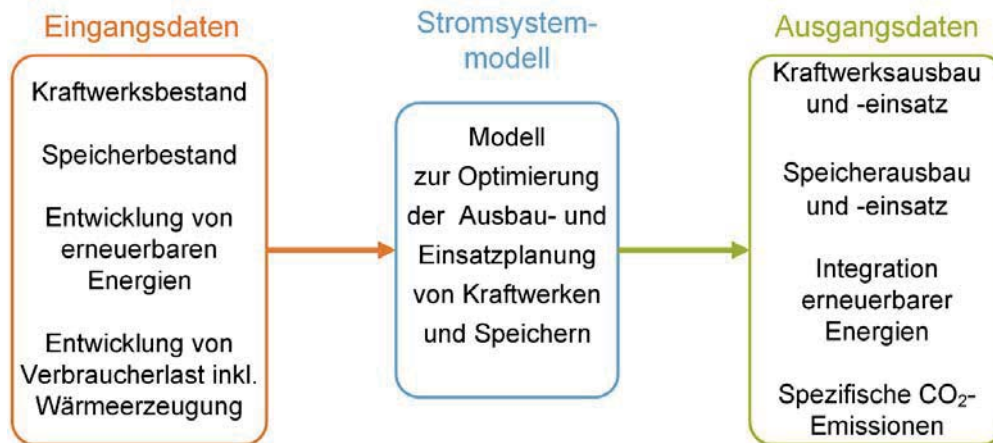


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Stromsystemmodells [10]

## 2.2 Grundlagen zum Primärenergiefaktor [3]

Eine Einführung mit den wesentlichen Aspekten zum Primärenergiefaktor findet sich beispielsweise in der Grundlagenveröffentlichung des BDEW [3]. Im Rahmen dieser Studie sollen nur die wichtigsten Punkte kurz Erwähnung finden.

Der Primärenergiefaktor wurde in seiner aktuellen Ausprägung in der EnEV 2002 im Gebäudebereich eingeführt. Er dient zur primärenergetischen Bewertung von Gebäuden und ermöglicht eine Vergleichbarkeit der verwendeten Technologien und Energieträger. Grundsätzlich beschreibt der PEF das Verhältnis zwischen Endenergie und der für dessen Bereitstellung notwendigen Primärenergie:

$$Q_P = Q_E \cdot f_P,$$

mit  $Q_P$  gleich der Primärenergie,  $Q_E$  gleich der Endenergie eines Energieträgers an der Gebäudegrenze und  $f_P$  gleich dem Primärenergiefaktor des Energieträgers (nicht erneuerbarer Anteil).

Für die Bestimmung des Primärenergiebedarfs wird die sog. Wirkungsgradmethode angewendet. Das Verfahren zur einheitlichen Bewertung des Primärenergiebedarfs ist international anerkannt und ermöglicht die Vergleichbarkeit untereinander. Bei fossilen Energieträgern wird der Heizwert als Basis verwendet, bei den erneuerbaren Energien wird dieser gleich der erzeugten elektrischen Energie gesetzt. Bei der Kernenergie wird ein Wirkungsgrad der Energieumwandlung von 33% unterstellt.

Bei der Berechnung für die EnEV werden die PEF nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Anteilen unterschieden, wobei nur die nicht erneuerbaren Anteile für die Bewertung von Gebäuden herangezogen werden. Für fossile Energieträger wird zudem für den nicht erneuerbaren Anteil zusätzlich eine Vorkette von 10 Prozent berücksichtigt; bei Braunkohle von 20 Prozent. Die Unterscheidung in erneuerbaren und nicht erneuerbaren Anteil ermöglicht

sowohl die physikalische Korrektheit des Primärenergieeinsatzes als auch dessen Wirksamkeit bei der Steuerung von Maßnahmen zu Effizienz und Klimaschutz.

### **2.3 Berechnung der Primärenergiefaktoren im Modell**

Im Stromsystemmodell wird die stündliche Stromerzeugung aus den unterschiedlichen Energieträgern berechnet. Das Ergebnis beinhaltet somit einen Strommix für jede Stunde, was wiederum die Berechnung stündlich aufgelöster Primärenergiefaktoren für den gesamten Betrachtungszeitraum ermöglicht. In dieser Studie soll der PEF nach den Vorgaben für die EnEV untersucht werden, weshalb die Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Faktor 0,0 in die Berechnung eingeht. Die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken bzw. KWK wird primärenergetisch mit dem Faktor 1,1 respektive 1,2 bzw. 0,7 berücksichtigt, Kernenergie mit dem Faktor 3. Die Bewertung der biogenen Brennstoffe wird vernachlässigt.

### **2.4 Beschreibung der Datengrundlagen**

Die im Rahmen dieses Beitrags verwendete Datengrundlage ist ausführlich in [10] bzw. [11] beschrieben. Der Betrachtungszeitraum reicht vom Jahr 2015 bis zum Jahr 2050. Es wird eine Zunahme der vorgegebenen Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) bis 80 % der Stromnachfrage über diesen Zeitraum angenommen. Die Erzeugung aus KWK wird im Modell als wärmegeführt angenommen und ebenso als gesetzt vorgegeben. Im Jahr 2022 ist der Kernenergieausstieg beendet, bis zum Jahr 2050 wird ein kompletter Ausstieg aus der Stromerzeugung mit Stein- und Braunkohle unterstellt. Der Kohleausstieg wird im Modell über eine linear fallende jährliche maximale Kohlemenge realisiert. [11] gibt einen Überblick über betrachtete Szenarien mit Fokus auf die Entwicklung des Gebäudebestands sowie der Heizungstechnologie bis zum Ende des Betrachtungszeitraums 2050. Im Rahmen des Projekts [11] wurden drei Szenarien zu unterschiedlichen Sanierungspfaden und der damit verbundenen möglichen Elektrifizierung der Raumwärmeerzeugung untersucht. Das in dieser Arbeit genauer untersuchte Basis-Szenario geht dabei von einer wirtschaftlichen Sanierung aus, was einen eher moderaten Anstieg der Stromnachfrage aufgrund von zunehmender elektrischer Wärmeerzeugung mit sich bringt. Die Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung steigt von 3,8 TWh im Jahr 2015 auf 16,2 TWh im Jahr 2050. Mit einer gleich bleibenden sonstigen Stromnachfrage von jährlich 552 TWh wird 2050 eine Gesamtstromnachfrage von 568,2 TWh erreicht. Anhand diesen Szenarios soll im Folgenden das Verhalten der Primärenergiefaktoren untersucht werden.

Zusätzlich zu den Flexibilitätsoptionen Speicher und Verschiebung der Nachfrage zur Wärmeerzeugung wird in dieser Untersuchung der Einfluss von Elektromobilität und deren unterschiedliche Ladestrategien betrachtet. Für die Abbildung der Elektromobilität wird von einem steigenden Bestand an Elektrofahrzeugen von 18.900 Fahrzeugen im Jahr 2015 über 12.750.000 Fahrzeuge im Jahr 2035 bis zu den angestrebten knapp 30 Mio. Fahrzeuge (exakt: 29.679.000 Fahrzeuge) im Jahr 2050 ausgegangen. Das bedeutet eine zusätzliche Nachfrage an elektrischer Energie von 0,5 TWh im Jahr 2015 bzw. 35,1 TWh im Jahr 2035 bzw. 84,3 TWh im Jahr 2050. Die Entwicklung des Fahrzeugbestands ist dabei im Wesentlichen aus [12] übernommen und an die aktuell schwächere Entwicklung angepasst mit Werten aus [13] bis 2017 und eigenen Annahmen für die folgenden Jahre.

Mit Zunahme der Gesamtnachfrage durch die zusätzliche Wärmenachfrage als auch die

zusätzliche Nachfrage zur Ladung von Elektrofahrzeugen wird auch die absolute gesetzte Erzeugung aus erneuerbaren Energien angepasst, sodass diese weiterhin einen Anteil von 80 % der Stromnachfrage im Jahr 2050 ausmacht.

### 3 Untersuchung der Primärenergiefaktoren

Im Folgenden wird ein Beispielergebnis des Modells vorgestellt und die im Modell berechneten Primärenergiefaktoren zuerst allgemein untersucht. Anschließend wird ein genauerer Blick auf die spezifischen Primärenergiefaktoren für die Flexibilisierungstechnologien Wärmenachfrage, Speicherladung und Ladung von Elektrofahrzeugbatterien geworfen. Für diese Betrachtung wird der PEF nach der Vorgabe der EnEV berechnet; die eine Bewertung der erneuerbaren Anteile mit dem Faktor 0 vorsieht.

#### 3.1 Allgemeine Ergebnisse des Modells

Abbildung 2 zeigt für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 die Zusammensetzung der Stromerzeugung zur Deckung der Nachfrage. In diesem Szenario wird nur von einer Elektrifizierung der Wärmeenergie, nicht der Fahrzeuge ausgegangen, sodass die zu deckende Nachfrage nur bis knapp 570 TWh im Jahr 2050 steigt. Bis 2050 übernehmen die EE zum größten Teil die Stromerzeugung, dominiert von Offshore-Wind. Der Kernenergieausstieg im Jahr 2022 wird im Wesentlichen durch den Einsatz von Gas-befeuerten Kraftwerken kompensiert, welche bis 2050 aufgrund des unterstellten Kohleausstiegs die gesamte Residuallast decken müssen. Der steigende Anteil an fluktuierender Erzeugung hat Zeitpunkte zur Folge, in denen die Erzeugung den Bedarf übersteigt. Das Modell kann diesen Beitrag beispielsweise über den Zubau an großtechnischen Speichern integrieren. Eine vollständige Integration ist allerdings nicht wirtschaftlich, was zu einer nicht nutzbaren Strommenge aus EE führt.

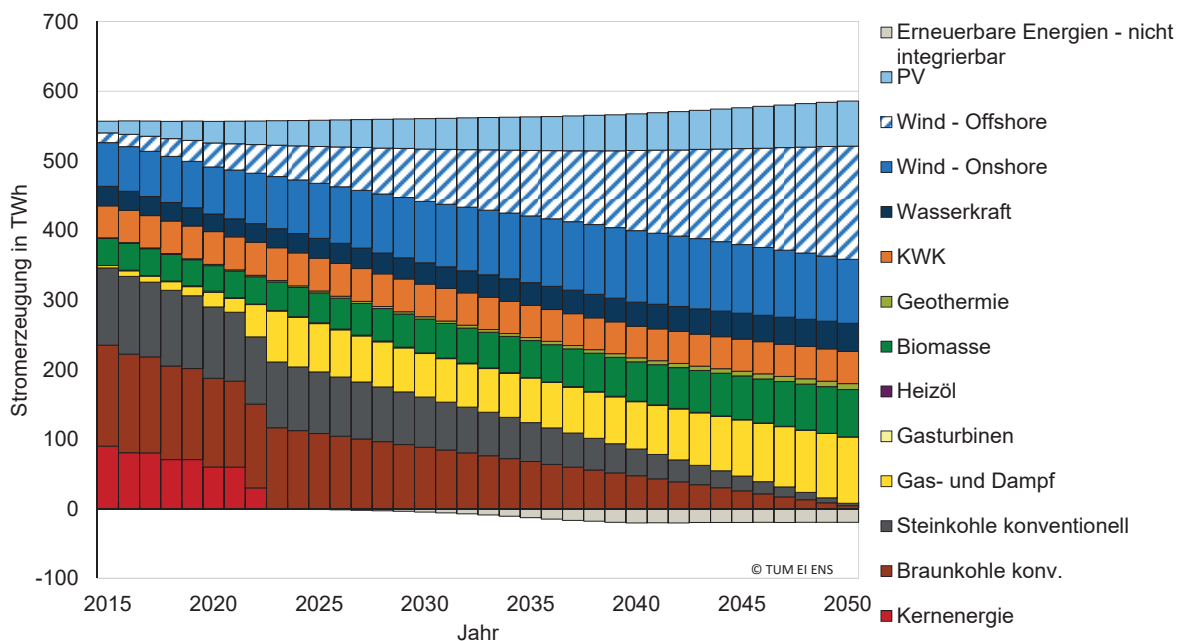


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung über den Betrachtungszeitraum



### 3.2 Zusammenhang zwischen PEF und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Der PEF bildet zum einen die Effizienz der Energieumwandlung ab, zum anderen schlägt sich auch der Einsatz an erneuerbaren Energien deutlich in der Höhe des Wertes nieder. Die CO<sub>2</sub>-Intensität der Energieumwandlung bildet der PEF hingegen nur unzureichend ab, da beispielsweise Braunkohle und Gas sich in ihrer primärenergetischen Einordnung kaum, in puncto CO<sub>2</sub>-Ausstoß hingegen deutlich unterscheiden.

Inwieweit deshalb die aktuelle Praxis zur Anwendung und Bestimmung des PEF noch für die zukünftig zu erwartenden Ausprägungen des Energiesystems geeignet sind und ob die gewünschte Steuerwirkung noch eintreten kann, ist Teil der aktuellen Diskussion. In [14] werden beispielsweise die erwähnte unzureichende Korrelation zwischen Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Intensität und die fehlende Steuerungswirkung bei zukünftig stark fallenden PEF – beispielsweise im Strombereich – als mögliche Problemfelder identifiziert.

### 3.3 Wärmeerzeugung aus Strom in Gebäuden

Bereits in [7] wurde gezeigt, dass die Primärfaktoren, die für die gesamte Stromnachfrage berechnet werden, höher sind als die für ausgewählte Flexibilitätsoptionen spezifischen PEFs. In [7] wurde der Wärmeerzeugung vor Eingang in das Modell eine gewisse Flexibilität – nach der Methodik wie in [10] beschrieben – gewährt. In diesem Fall konnten 25 % des über einen Tag gebildeten Mittelwerts der stündlichen Nachfragen zur Wärmeerzeugung in günstigere Stunden innerhalb dieses Tages verschoben werden. Im Folgenden wird in einem weiteren Szenario eine Verschiebung von 100 % des Tagesmittelwertes untersucht. Die beiden Flexibilitätsszenarien werden einem Szenario ohne mögliche Verschiebung in der Nachfrage zur Wärmeerzeugung gegenübergestellt.

In Abbildung 3 ist die Entwicklung der jährlichen Primärenergiefaktoren für die gesamte Nachfrage sowie spezifisch für die Nachfrage zur Wärmeerzeugung und Speicherladung für das Szenario „100 % Verschiebung“ der Tagesmittelwerte dargestellt. Für die Berechnung der spezifischen Primärenergiefaktoren werden die stündlichen Nachfragewerte der untersuchten Last (z. B. stündliche Wärmeerzeugung) mit den stündlichen Primärenergiefaktoren gewichtet und anschließend durch die spezifische Gesamtnachfrage über den betrachteten Zeitraum (z. B.: jährliche Wärmenachfrage) geteilt. Damit ergeben sich lastspezifische Primärenergiefaktoren für die jeweils untersuchte Nachfrage. Der grundsätzliche Trend zu geringeren Primärenergiefaktoren vom Jahr 2015 bis zum Jahr 2050 liegt im Wesentlichen in der unterstellten Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und mit Erdgas betriebenen Kraftwerken. Die für die Flexibilitätsoptionen Wärme und Speicher spezifischen Primärenergiefaktoren sind in allen betrachteten Jahren entweder gleich dem PEF der Gesamtnachfrage oder geringer. Insbesondere die Nachfrage zur Speicherladung würde von einer nachfragespezifischen Berechnung der Primärenergiefaktoren profitieren, was auf die höchste Variabilität in der Betriebsstrategie und damit größte Flexibilität bei der Nutzung regenerativer Erzeugung zu günstigen Zeitpunkten zurückzuführen ist.

Abbildung 4 zeigt die spezifischen Primärenergiefaktoren der Nachfrage zur Wärmeerzeugung für die drei Szenarien „keine Verschiebung“, „25 % Verschiebung“ und „100 % Verschiebung“ der Tagesmittelwerte der Nachfrage. In allen drei Szenarien ist der klare Trend vom Jahr 2015 bis 2050 hin zu geringeren Primärenergiefaktoren erkennbar. Zusätzlich sinken die PEF

innerhalb der Jahre mit zunehmender Verschiebung der Nachfrage, da ein gewisser Teil der Wärme in Stunden mit geringerem Primärenergieaufwand bzw. einem hohen Angebot an regenerativen Energien erzeugt werden kann. Insgesamt ist der Effekt jedoch gering, da bei hoher Wärmenachfrage im Winter in der Regel die Windenergie den wesentlichen Anteil an erneuerbarer Erzeugung bereitstellt. Die Dauer der entsprechenden Wind-Wetterlagen beträgt mehrere Stunden bis Tage, was das sinnvolle Potenzial für eine innertägige Verschiebung limitiert und somit kaum eine zusätzliche Reduktion des PEFs ermöglicht.

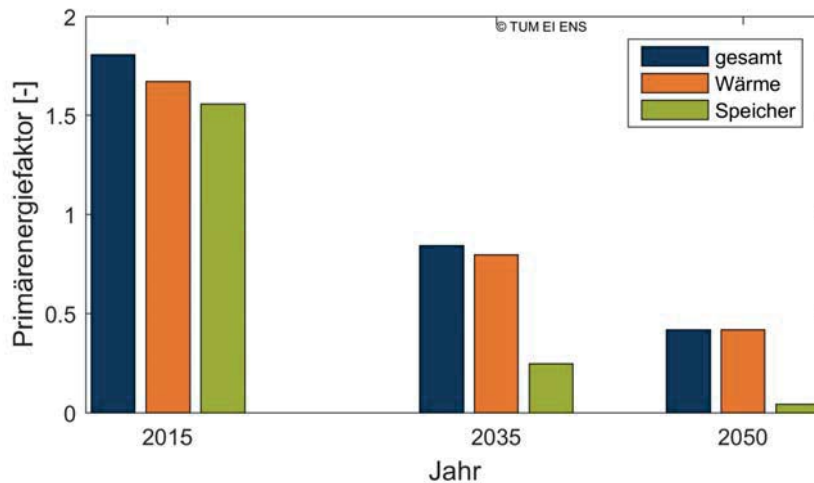


Abbildung 3: Jährliche mittlere Primärenergiefaktoren für die gesamte Nachfrage sowie die Nachfrage zur Wärmeerzeugung und Ladung von großtechnischen Speichern für die Jahre 2015, 2035 und 2050

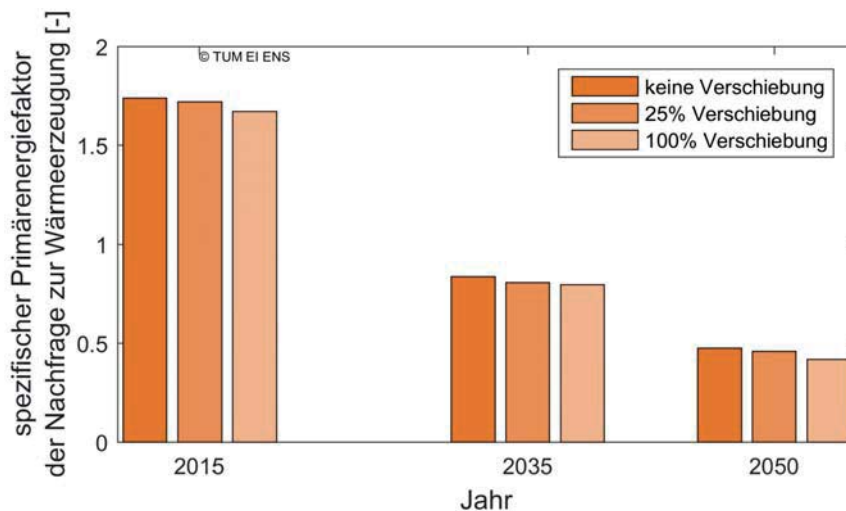


Abbildung 4: Jährliche mittlere Primärenergiefaktoren für die Nachfrage zur Wärmeerzeugung bei keiner Verschiebungsoption sowie von 25 und 100 % der täglichen Mittelwerte der spezifischen Nachfrage für die Jahre 2015, 2035 und 2050

### 3.4 Elektromobilität – Flexibles Laden

Zusätzlich zur Flexibilitätsoption Wärme wird nun das Laden von Elektrofahrzeugen als flexible Nachfrage in das System eingebracht. Im Folgenden werden dabei vier Szenarien verglichen:

- W ungesteuert – EV ungesteuert: weder die Nachfrage zur Wärmeerzeugung noch die zum Laden der Elektrofahrzeuge ist flexibel; der zusätzliche Energiebedarf wird

eingerechnet. Bei der Wärmenachfrage nach einem eigenen Lastprofil, die Elektrofahrzeugnachfrage verhält sich analog der Gesamtlast (ohne Wärme).

- 100 % W – EV ungesteuert: die Nachfrage zur Wärmeerzeugung ist wie oben genannten Szenario zu 100 % der Tagesmittelwerte flexibel, die Nachfrage zum Laden der Elektrofahrzeuge ist nach wie vor unflexibel.
- 100 % W – EV laden zuhause: die Nachfrage zur Wärmeerzeugung ist wie im Szenario „100 % W“ verschiebbar, die Elektrofahrzeuge können zuhause geladen werden; bei Pendlern vorzugsweise nachts und am Wochenende; bei Privat-Kfz auch tagsüber.
- 100 % W – EV laden überall: die Nachfrage zur Wärmeerzeugung ist wie im Szenario „100 % W“ verschiebbar, die Elektrofahrzeuge können überall geladen werden, solange sie nicht fahren.

Die Ladeprofile orientieren sich dabei an den Annahmen von [12]. Die Tagtypen wurden auf die Unterscheidung zwischen Werktagen, Samstag sowie Sonn- und Feiertage reduziert und an ein anderes Kalenderjahr angepasst.

Die Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage der vier betrachteten Szenarien sind verhältnismäßig robust gegenüber dem Einfluss der Flexibilitätsmaßnahmen, wie in Abbildung 5 dargestellt. Der PEF der Gesamtnachfrage des Szenarios „EV laden zuhause“ ist in den Jahren 2035 und 2050 tendenziell etwas höher als in den beiden unflexiblen Elektrofahrzeug-Szenarien; der des Szenarios „EV laden überall“ tendenziell etwas darunter. Es ist also kein wesentlich positiver oder negativer Einfluss von Flexibilitätsmaßnahmen auf den Primärenergiefaktor der Gesamtnachfrage ableitbar.

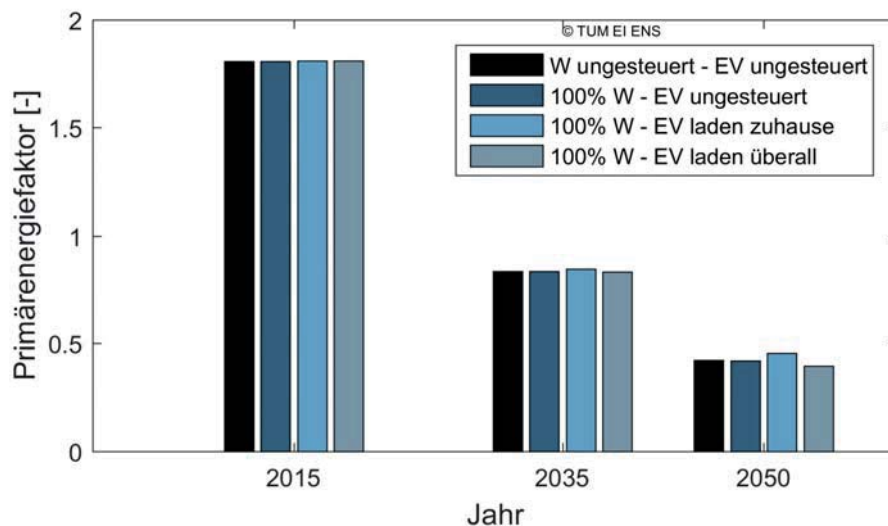


Abbildung 5: Jährliche mittlere Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage für die unterschiedlichen Annahmen der Flexibilität in den Nachfragen zur Wärmeerzeugung und E-Fahrzeuginladung für die Jahre 2015, 2035 und 2050

Abbildung 6 und Abbildung 7 vergleichen für die Jahre 2035 und 2050 die PEFs der Gesamtnachfrage sowie der Nachfragen zur Wärmeerzeugung und zur Ladung der großtechnischen Speicher und Fahrzeugbatterien. In allen untersuchten Szenarien bewegen sich die Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage und Wärmenachfrage sowohl im Jahr 2035 als auch 2050 nahe dem Wert 0,8 bzw. 0,4. Im Jahr 2035 sind die wärmespezifischen Primärenergiefaktoren tendenziell etwas geringer als die PEFs der Gesamtnachfrage. Im Jahr



2050 gleichen sie sich an, nur im Szenario ohne Flexibilität ist der wärmespezifische PEF höher als der der Gesamtnachfrage. Wesentlich deutlichere Unterschiede sind bei den spezifischen PEF für Speicher und Elektromobilität zu sehen. Die Flexibilität der großtechnischen Speicher ist am größten, wodurch die spezifischen Primärenergiefaktoren der Speicher wesentlich geringer als die Werte der anderen ausfallen. Die volkswirtschaftliche Optimierung lädt die Speicher in den günstigsten Stunden, welche auch die Stunden mit dem größten Dargebot an erneuerbaren Energien sind und wiederum in die Berechnung der PEFs mit dem Faktor 0 eingehen. Das hat wesentlich geringere spezifische PEFs für den Ladestrom der Speicher zur Folge. Der spezifische Primärenergiefaktor für das Laden der Elektrofahrzeuge sinkt mit zunehmender Flexibilität in den Szenarios „EV laden zuhause“ und „EV laden überall“, da hier ähnlich den großtechnischen Speichern die für die Bewertung des Primärenergieaufwandes günstigeren Stunden genutzt werden können.

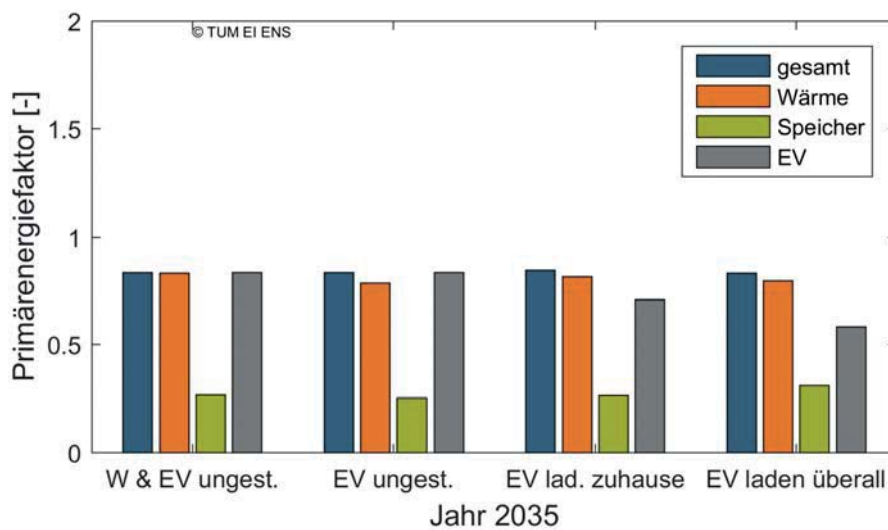


Abbildung 6: Spezifische jährliche mittlere Primärenergiefaktoren der vier untersuchten Szenarien für die gesamte Nachfrage, sowie die Nachfragen für die Wärmeerzeugung, Speicherladung und Laden der Elektrofahrzeuge im Jahr 2035

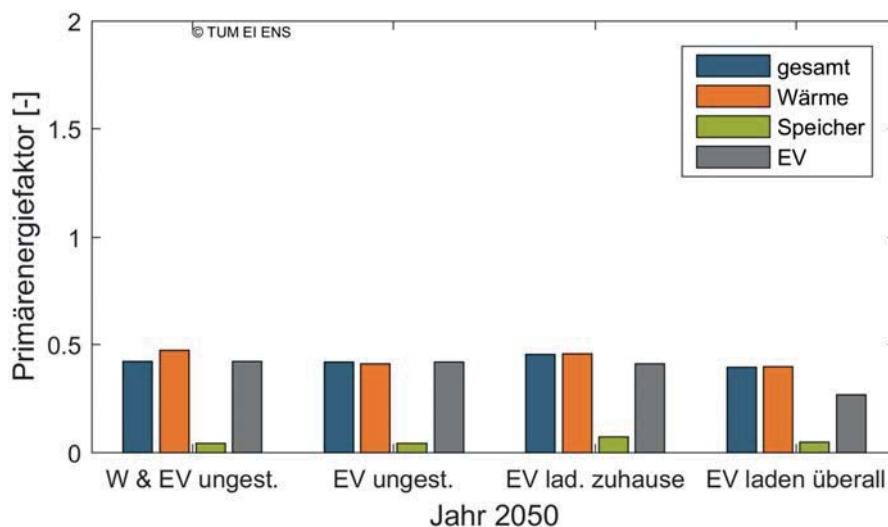


Abbildung 7: Spezifische jährliche mittlere Primärenergiefaktoren der vier untersuchten Szenarien für die gesamte Nachfrage, sowie die Nachfragen für die Wärmeerzeugung, Speicherladung und Laden der Elektrofahrzeuge im Jahr 2050

Zusammenfassend lässt sich also festhalten, dass die in das System eingebrachten Flexibilitätsoptionen im Großen und Ganzen primärenergetisch besser abschneiden als die Gesamtnachfrage, da diese durch die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien von deren Neutralität in der Berechnung der PEFs profitieren.

## 4 Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen dieser Studie wurde die Entwicklung des Primärenergiefaktors für Strom über einen Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 anhand von Ergebnissen eines Stromsystemmodells für Deutschland untersucht. Der Fokus lag dabei auf der modellgestützten Bestimmung einer höheren zeitlichen Auflösung der Primärenergiefaktoren für die Gesamtnachfrage, was dann wiederum die Bestimmung von spezifischen Faktoren der Nachfrage bestimmter Flexibilitätsoptionen zulässt. Es wurden Szenarien mit unterschiedlicher Flexibilität sowohl in der Nachfrage zur elektrischen Wärmeerzeugung als auch zur Einspeicherung in Fahrzeugbatterien bei steigender Durchdringung mit Elektrofahrzeugen verglichen. Für die Berechnung im Modell wurde der Kernenergieausstieg zum Jahr 2022, ein Kohleausstieg bis 2050 und ein steigender Anteil erneuerbarer Erzeugung bis 2050 auf 80 % der Nachfrage angenommen.

Die Modellergebnisse zeigen eine allgemeine Abnahme der Primärenergiefaktoren vom Jahr 2015 bis 2050 aufgrund des angenommenen Wandels von der konventionellen Stromerzeugung hin zu einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im System. Die Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage in allen verschiedenen flexiblen Szenarien unterscheiden sich kaum, was auf weder einen positiven noch negativen Einfluss der Flexibilitätsmaßnahmen auf die insgesamt genutzte Primärenergie hindeutet. Der Vergleich der unterschiedlich flexiblen Nachfrage zur Wärmeerzeugung zeigt sinkende Primärenergiefaktoren bei steigender Flexibilität. Dies wird bei zunehmender Flexibilität beim Laden der Elektrofahrzeuge bestätigt. Beim Vergleich der Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage mit den technologiespezifischen Faktoren der Wärmenachfrage, der Nachfrage zur Ladung von großtechnischen Speichern sowie zur Ladung von Elektrofahrzeugbatterien ist an den Faktoren keine wesentliche Konkurrenzsituation um die positiven Stunden zu erkennen.

Die weiterführende Untersuchung von dynamischen Primärenergiefaktoren bestätigt die Erkenntnisse aus [7], dass künftig über eine Flexibilisierung der Primärenergiefaktoren nachgedacht werden muss, um eine Vergleichbarkeit bei der primärenergetischen Beurteilung von konkurrierenden, strombasierten und nicht strombasierten Technologien zu gewährleisten. Über die Gestaltung eines variablen Primärenergiefaktors kann dieser als steuerndes Instrument langfristig erhalten bleiben, um Ansätze zur Effizienzsteigerung und zum Klimaschutz richtig bewerten zu können.

## Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Bundesregierung, Hrsg., 2010, p. 40.

- [2] „EnEV 2009 - Energieeinsparverordnung für Gebäude. Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden,“ Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2009, Teil I, Nr. 23., Bundesanzeiger Verlag, 30. April 2009, Seite 954 bis 989, 2009.
- [3] „Primärenergiefaktoren - Grundlagenpapier,“ BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 2015.
- [4] „EnEV und Fernwärme,“ AGFW, Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte, KWK, Frankfurt am Main, 2014.
- [5] „Primärenergiefaktoren,“ Wissenschaftlicher Dienst, Deutscher Bundestag - WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Berlin, 2016.
- [6] „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2017),“ BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 2017.
- [7] R. Dornmair und P. Kuhn, „Dynamische Primärenergiefaktoren – Konzept mit einem Stromsystemmodell,“ München, 2017.
- [8] P. Kuhn, *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*, München: Technische Universität München, 2012.
- [9] M. R. Kühne, Drivers of energy storage demand in the German power system: an analysis of the influence of methodology and parameters on modelling results, München: Dotoral Dissertation. Technische Universität München, 2016.
- [10] R. Dornmair, D. Atabay, F. Sängler, M. de Borja Torrejón und J. Maderspacher, „Einfluss von Gebäuden als Wärmespeicher auf das Energiesystem,“ TU Wien, Wien, 2017.
- [11] T. Auer, T. Hamacher, U. Wagner, D. Atabay, M. de-Borja-Torrejón, R. Dornmair, P. Kuhn, J. Maderspacher, F. Sängler, J. Laenge und J.-L. Finkbeiner, „Gebäude als intelligenter Baustein im Energiesystem: Lastmanagement-Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energieversorgungsstruktur in Deutschland,“ Technische Universität München, München, 2017.
- [12] P. Kuhn, M. Kühne und C. Heilek, „Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher,“ KW21 - Kraftwerke des 21. Jahrhunderts, München, 2012.
- [13] KBA und Aral, „statista - Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2006 bis 2017,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>. [Zugriff am 30 Januar 2018].
- [14] B. Oschatz, D. Schüwer und M. Pehnt, „Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude : Endbericht,“ Dt. Verein des Gas- und Wasserfaches, Bonn, 2016.