

Dynamische Primärenergiefaktoren – Konzept mit einem Stromsystemmodell

Berechnungsvorschrift und erste Ergebnisse

Kurzbericht

Autoren

Rita Dornmair
Dr. Philipp Kuhn

Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Technische Universität München

Veröffentlicht

Garching, den 15.10.2017

Inhalt

| | |
|----------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Einleitung | 3 |
| 2. Beschreibung des Stromsystemmodells..... | 5 |
| 2.1. Grundlagen des Stromsystemmodells | 5 |
| 2.2. Primärenergiefaktor – Grundlagen (BDEW, 2015) | 5 |
| 2.3. Berechnung der Primärenergiefaktoren im Modell | 8 |
| 2.4. Beschreibung der Datengrundlage | 8 |
| 3. Untersuchung der Primärenergiefaktoren..... | 9 |
| 3.1. Darstellung von möglichen Ergebnissen | 9 |
| 3.2. Allgemeine Entwicklung des Primärenergiefaktors..... | 10 |
| 3.3. Betrachtung der Primärenergiefaktoren für Flexibilitätsoptionen | 13 |
| 4. Zusammenfassung und Fazit | 15 |
| Literaturverzeichnis | 16 |

1. Einleitung

Eine wesentliche Leitlinie der Energiepolitik der Bundesregierung ist der Aspekt des Klimaschutzes (Bundesregierung, 2010). Die zentrale Maßnahme in diesem Zusammenhang ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen und dabei hauptsächlich die Verringerung der energiebedingten CO₂-Emissionen. Als wesentliche Instrumente zur Umsetzung dieser Ziele stehen die Verbesserung der Energieeffizienz und der Ausbau an erneuerbaren Energien zur Verfügung. Ersteres führt zu einem geringeren Bedarf an gegebenenfalls fossilen Energieträgern, was die Emissionen bei gleichem Nutzen reduziert. Bei der Nutzung von erneuerbaren Energien entstehen keine Emissionen bei der Energiebereitstellung. Der ordnungspolitische Rahmen aus Gesetzen und Verordnungen schafft deshalb in der Regel Anreize zur Nutzung von regenerativen Energien und legt Effizienzstandards bei der Energieanwendung fest.

Eine Größe oder ein Werkzeug für die Messung der Güte einer Energieanwendung in puncto Effizienz oder Klimaauswirkungen ist der Primärenergiefaktor (PEF). Er dient als Steuergröße zur Umsetzung energiepolitischer Ziele und findet beispielsweise bei der Energieeinsparverordnung (Bundesgesetzblatt, 2009), bei der energetischen Bewertung von Gebäuden oder der Fernwärmeversorgung Anwendung (BDEW, 2015), (AGFW, 2014). Damit beeinflusst der PEF in erster Linie im Wärmebereich die Auswahl und damit die Marktchancen für Heiztechnologien und den damit verbundenen Energieträgern. Die Marktteilnehmer sind für die Verbesserung ihrer Marktposition deshalb an einem für ihren Bereich möglichst günstigen PEF interessiert.

Inwieweit 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 (Oschatz, et al., 2016) werden beispielsweise die unzureichende Korrelation zwischen Primärenergie- und CO₂-Intensität und die fehlende Steuerungswirkung bei zukünftig stark fallenden PEF – beispielsweise im Strombereich – als mögliche Problemfelder identifiziert. Ein weiterer möglicher Diskussionspunkt ist die fehlende kurzfristige Dynamik des PEF, zu welchem diese Kurzstudie einen Beitrag liefern möchte. 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 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 (Wissenschaftlicher Dienst,

2016)) – spiegelt zwar den mittleren Beitrag aus Wind und PV und somit einen steigenden Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung wider, die kurzfristige Dynamik kann dadurch allerdings nicht abgebildet werden. Die Ausprägung des PEF 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 Sektorkopplung. Bei letzterer ist das Ziel, fossil dominierte Sektoren wie Verkehr und Wärme durch die Nutzung von mehr und mehr erneuerbarem Strom zu dekarbonisieren. 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“) (BDEW, 2017). Diese Technologien beziehen deshalb zu Zeiten Strom, in welchen der PEF signifikant niedriger ausfällt. Wenn die Ausgestaltung des PEF 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 diesen Punkt genauer aufgreifen und einen grundlegenden Beitrag zur Diskussion liefern. Zunächst werden das Konzept und die Funktionsweise eines Energiesystemmodells beschrieben, welches für die Bestimmung von dynamischen Primärenergiefaktoren im Rahmen dieser Studie verwendet wird. Anschließend werden kurz die Grundlagen des Primärenergiefaktors und die Ansätze im Modell zur Bestimmung des PEF in einer größeren Detailtiefe dargestellt. In Abschnitt 3 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 findet sich in (Kuhn, 2012) und (Kühne, 2016). 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 Speicheranlagen 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 Speicheranlagen aber auch die Entwicklung der CO₂-Emissionen treffen.

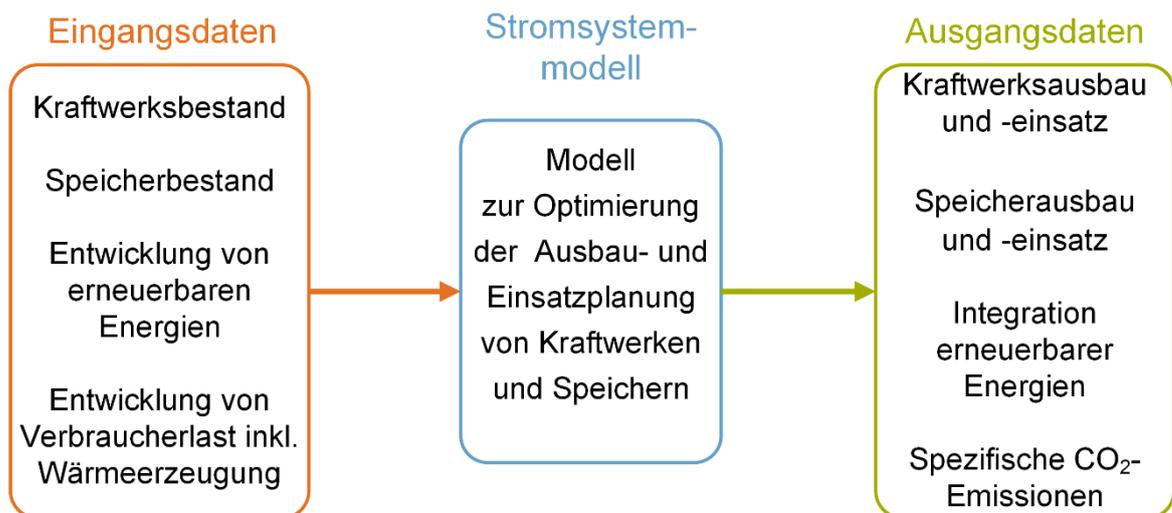


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Stromsystemmodells (Dornmair, et al., 2017)

2.2. Primärenergiefaktor – Grundlagen (BDEW, 2015)

Eine Einführung mit den wesentlichen Aspekten zum Primärenergiefaktor findet sich beispielsweise in der Grundlagenveröffentlichung des BDEW (BDEW, 2015). 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:

$$Q_P = Q_E \cdot f_P$$

| | | |
|-------|-----|--------------------------------------------------------------------|
| Q_P | ... | Primärenergie |
| Q_E | ... | Endenergie eines Energieträgers an der Gebäudegrenze |
| f_P | ... | Primärenergiefaktor des Energieträgers (nicht erneuerbarer Anteil) |

Für die Bestimmung des Primärenergiebedarfs wird die sog. Wirkungsgradmethode angewendet. Sie ist ein international anerkanntes Verfahren zur einheitlichen Bewertung des Primärenergiebedarfs 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.

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. Tabelle 1 zeigt einen Überblick über Energieträger und deren Primärenergiefaktoren insgesamt sowie der nicht erneuerbare Anteil davon.

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.

Dynamische Primärenergiefaktoren – Konzept mit einem Stromsystemmodell

Tabelle 1: Primärenergiefaktoren nach DIN V 18599-1: 2011-12, aus: (AGFW, 2014) (BDEW, 2015)

| Energieträger ^a | | Primärenergiefaktoren f_P | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| | | insgesamt | nicht erneuerbarer Anteil |
| | | A | B |
| Fossile Brennstoffe | Heizöl EL | 1,1 | 1,1 |
| | Erdgas H | 1,1 | 1,1 |
| | Flüssiggas | 1,1 | 1,1 |
| | Steinkohle | 1,1 | 1,1 |
| | Braunkohle | 1,2 | 1,2 |
| Biogene Brennstoffe | Biogas | 1,5 | 0,5 |
| | Bioöl | 1,5 | 0,5 |
| | Holz | 1,2 | 0,2 |
| Nah-/Fernwärme aus KWK ^b | Fossiler Brennstoff | 0,7 | 0,7 |
| | Erneuerbarer Brennstoff | 0,7 | 0,0 |
| Nah-/Fernwärme aus Heizwerken | Fossiler Brennstoff | 1,3 | 1,3 |
| | Erneuerbarer Brennstoff | 1,3 | 0,1 |
| Strom | Allgemeiner Strommix | 2,8 | 2,4 |
| | Verdrängungsstrommix | 2,8 | 2,8 |
| Umweltenergie | Solarenergie | 1,0 | 0,0 |
| | Erdwärme, Geothermie | 1,0 | 0,0 |
| | Umgebungswärme | 1,0 | 0,0 |
| | Umgebungskälte | 1,0 | 0,0 |
| Abwärme innerhalb des Gebäudes | aus Prozessen, siehe 3.1.32 | 1,0 | 0,0 |
| ^a Bezugsgröße Endenergie: Heizwert H_i ^b Angaben sind typisch für durchschnittliche Nah-/Fernwärme mit einem Anteil der KWK von 70 % | | | |

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 Datengrundlage

Die im Rahmen dieser Kurzstudie verwendete Datengrundlage ist ausführlich in (Dornmair, et al., 2017) bzw. (Auer, et al., 2017) beschrieben. Der Betrachtungszeitraum reicht vom Jahr 2015 bis zum Jahr 2050. Über diesen Zeitraum ist eine Zunahme der vorgegebenen Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) bis 80 % der Stromnachfrage 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 angenommen. Der Kohleausstieg wird im Modell über eine linear fallende jährliche maximale Kohlemenge realisiert. (Auer, et al., 2017) gibt auch 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 (Auer, et al., 2017) wurden drei Szenarien zu unterschiedlichen Sanierungspfaden und der damit verbundenen möglichen Elektrifizierung der Raumwärmeerzeugung untersucht. Das Basis-Szenario geht dabei lediglich von einer wirtschaftlichen Sanierung aus, was einen eher moderaten Anstieg der Stromnachfrage aufgrund von zunehmender elektrischer Wärmeerzeugung zur Folge hat. 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.

3. Untersuchung der Primärenergiefaktoren

Im Folgenden werden 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 und Speicherladung geworfen. Für diese Betrachtung wird der PEF nach der Vorgabe der EnEV berechnet; die erneuerbaren Anteile gehen mit 0,0 ein.

3.1. Darstellung von möglichen Ergebnissen

Abbildung 2 zeigt für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 die Zusammensetzung der Stromerzeugung zur Deckung der Nachfrage. 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 Kohleausstiegs die gesamte Residuallast decken müssen. Der wachsende Anteil an fluktuierender Erzeugung führt zu Zeitpunkten, in denen die Erzeugung den Bedarf übersteigt. Das Modell kann diese Anteile beispielsweise über den Zubau an großtechnischen Speichern integrieren. Eine vollständige Nutzung ist allerdings nicht wirtschaftlich, was zu einer nicht integrierbaren Strommenge aus EE führt.

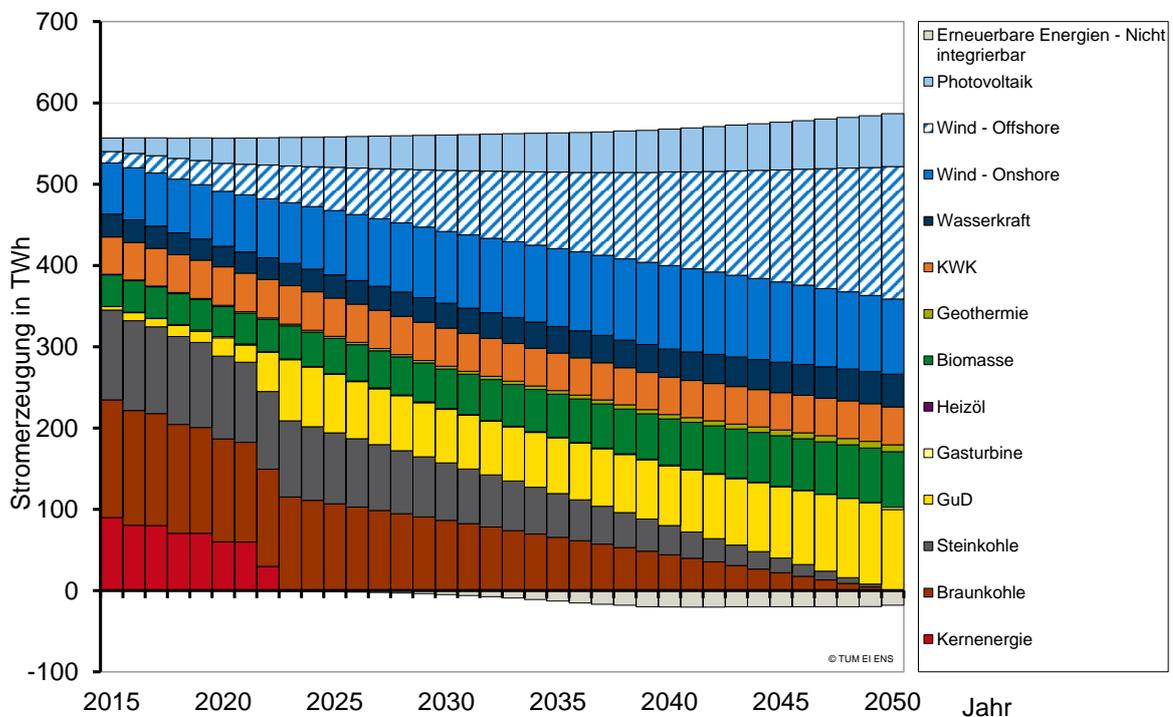


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung

3.2. Allgemeine Entwicklung des Primärenergiefaktors

Für die Betrachtung der Entwicklung des mittleren gewichteten Primärenergiefaktors wird der stündliche PEF mit der stündlichen Nachfrage gewichtet, anschließend für die einzelnen Jahre aufsummiert und durch die jährliche Gesamtnachfrage geteilt.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung des jährlichen mittleren Primärenergiefaktors von 2015 bis 2050. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums bewegt sich der PEF bei ca. 1,8 und sinkt bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 0,4. Der Rückgang des Primärenergiefaktors über die Jahrzehnte wird durch den zunehmenden Anteil an erneuerbarer Erzeugung und der sinkenden Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken verursacht. Der Kernenergieausstieg im Jahr 2022 führt aufgrund der primärenergetischen Bewertung mit dem Faktor 3 zu einem auffällig starken Rückgang des Primärenergiefaktors. Die in den Rahmenannahmen unterstellte kontinuierliche Zunahme des erneuerbaren Anteils an der Stromerzeugung findet sich in ähnlicher Form auch in der zeitlichen Entwicklung des Primärenergiefaktors wieder.

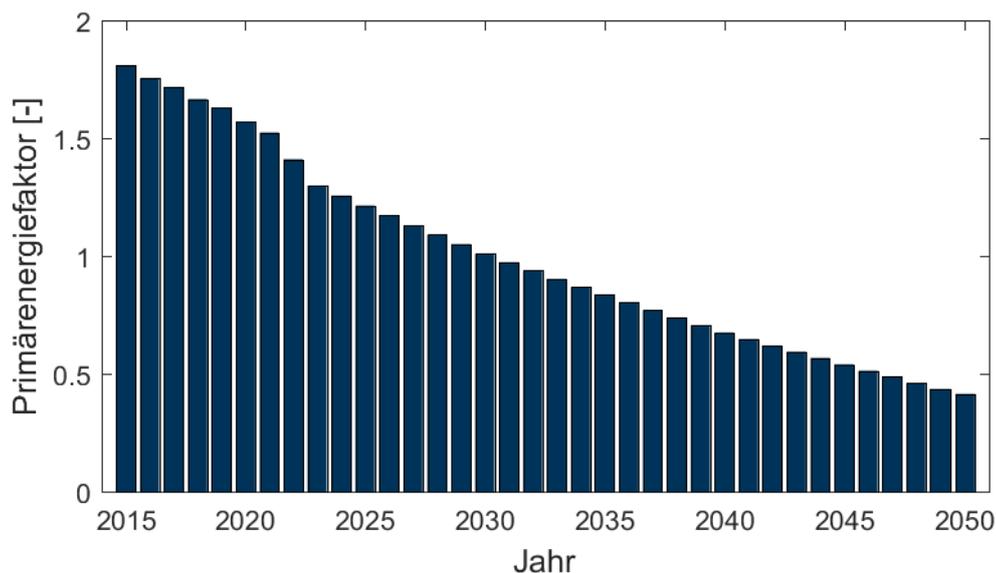


Abbildung 3: Entwicklung des jährlichen mittleren Primärenergiefaktors

Um das saisonale Verhalten des Primärenergiefaktors zu untersuchen, werden analog zu oben beschriebenem Vorgehen die jeweiligen Monatsmittelwerte der PEF gebildet.

Die Betrachtung der Monatsmittelwerte der ausgewählten Jahre 2015, 2035 und 2050 in Abbildung 4 zeigt nur einen geringen Einfluss der Saisonalität. Im Jahresverlauf sind die Unterschiede zwischen den Monaten nicht übermäßig groß, es lässt sich aber im Jahr 2015 trotz erhöhter Nachfrage im Winter ein leichter Rückgang der monatlichen Primärenergiefaktors in den Wintermonaten erkennen. Verantwortlich dafür ist die etwas höhere Erzeugung aus Onshore-Wind gegenüber den anderen erneuerbaren Energien, da diese eine deutliche Saisonalität mit Erzeugungsschwerpunkt im Winter aufweist. In den Jahren 2035

und 2050 ist dagegen ein deutlicheres Absinken der PEF in den Sommermonaten erkennbar. Dieses Verhalten liegt im zunehmenden Anteil von vorzugsweise im Sommer erzeugender PV und über das Jahr recht gleich verteiltem Offshore-Wind begründet. Dies hat den Trend zur Folge, dass sich das Maximum des monatlichen Primärenergiefaktors sich von einem Sommermonat in einen Wintermonat verschiebt. Die absoluten Unterschiede zwischen den Monatsmittelwerten des Primärenergiefaktors bleiben dabei gleich. Da die Werte bis 2050 aber allgemein sinken, bedeutet das einen Anstieg der relativen Unterschiede im Verhältnis zum jeweiligen Mittelwert über die Jahrzehnte.

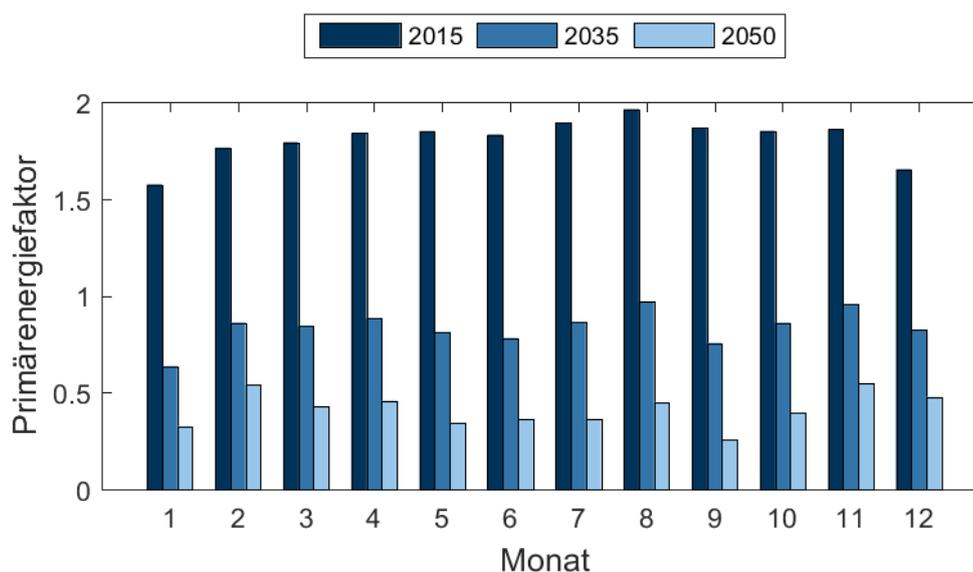


Abbildung 4: Monatlicher mittlerer Primärenergiefaktor für die Jahre 2015, 2035 und 2050

Für die Untersuchung der tageszeitlichen Schwankungen werden für die 24 Stunden des Tages die jeweiligen Mittelwerte über das gesamte Jahr gebildet.

Auch in dieser Betrachtung (Abbildung 5) ist der allgemein sinkende PEF von 2015 bis 2050 erkennbar. Diese Entwicklung ist hauptsächlich durch den sinkenden Anteil der Braunkohle und den steigenden Anteil von Offshore Wind bedingt, da deren grundlastähnlicher Einsatz bzw. Beitrag über alle Zeiten am Tag zu einer Reduzierung des PEF führt. Der zunehmende Anteil an PV-Erzeugung führt 2035 und 2050 zu einem zusätzlichen Einbruch zur Mittagszeit. Die Maxima im Jahr 2050 ergeben sich am Morgen zwischen ca. 6 bis 9 Uhr und in den Abendstunden zwischen ca. 18 bis 21 Uhr, da zu diesen Zeiten Spitzen in der Verbraucherlast auftreten und die Erzeugung aus PV sehr gering ausfällt.

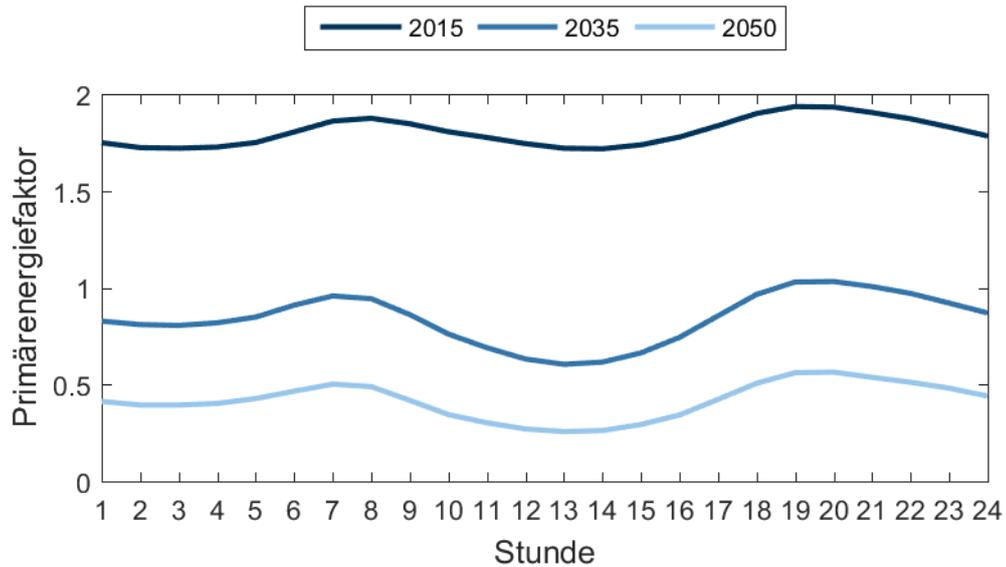


Abbildung 5: Mittelwerte der Tagesstunden des Primärenergiefaktors für die Jahre 2015, 2035 und 2050

Eine Verteilung der unterschiedlich oft auftretenden Primärenergiefaktoren ist in Abbildung 6 für die bereits untersuchten Jahre 2015, 2035 und 2050 dargestellt. Im Jahr 2015 gibt es bis auf wenige Ausnahmen keine Stunde im Jahr mit einem PEF kleiner als 1,0. Der Peak liegt mit etwa 1400 Stunden bei einem PEF zwischen 2,0 und 2,1. Bereits im Jahr 2035 ist der Peak mit ca. 1700 Stunden bei Werten zwischen 0,0 und 0,1, was einer quasi vollständigen Versorgung aus erneuerbaren Energien in diesen Stunden entspricht. Im Wesentlichen verteilen sich die Stunden des Jahres über Werte zwischen 0,1 und 1,7. Werte größer als 1,9 kommen bereits in diesem Jahr nicht mehr vor. Der Trend setzt sich bis 2050 fort, sodass hier knapp 4000 Stunden und damit nahezu die Hälfte des Jahres Werte kleiner als 0,1 erreicht werden. Die Stunden der anderen Hälfte des Jahres verteilen sich gleichmäßig auf Werte zwischen 0,1 und 1,2. Werte über 1,2 werden nur noch in vereinzelt Stunden erreicht.

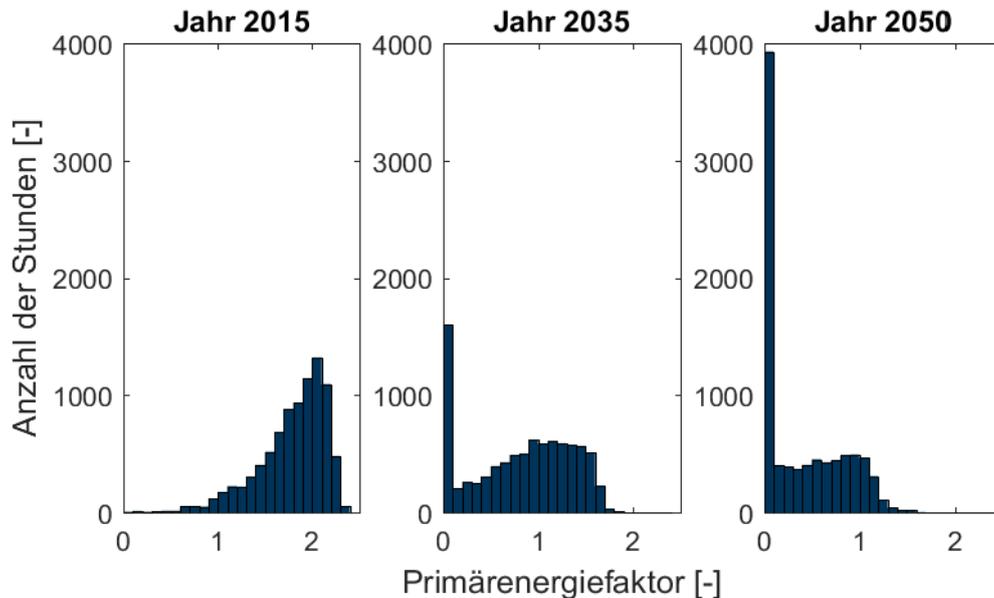


Abbildung 6: Auftrittshäufigkeit unterschiedlicher Primärfaktoren in den Jahren 2015, 2035 und 2050

Zusammenfassend lässt sich zu den Untersuchungen des allgemeinen PEF im Zusammenhang mit der Gesamtlast feststellen, dass dieser über die Jahrzehnte des Betrachtungszeitraums allgemein sinkt und sich auch in seinem saisonalen als auch tageszeitlichen Verhalten verändert. Diese Veränderungen werden durch die Zusammensetzung der erneuerbaren Erzeugung hervorgerufen, die Schwankungen der Werte nehmen dabei mit zunehmendem Anteil an erneuerbarer Erzeugung zu.

3.3. Betrachtung der Primärenergiefaktoren für Flexibilitätsoptionen

Bei der technologiespezifischen Betrachtung werden die stündlichen Primärenergiefaktoren der Stromerzeugung jetzt nicht mehr mit der zeitaufgelösten Gesamtnachfrage, sondern mit der spezifischen Nachfrage der jeweiligen Technologie gewichtet. Unterscheidet sich die Nachfragecharakteristik einer Technologie wesentlich von der Charakteristik der Gesamtnachfrage, unterscheiden sich möglicherweise auch die Primärenergiefaktoren. Abbildung 7 zeigt jährliche PEF der gesamten Nachfrage sowie der Wärmenachfrage und der Nachfrage zur Ladung von Speichern für die Jahre 2015, 2035 und 2050. Auch bei den für Wärme und Speicher spezifischen Primärenergiefaktoren ist ein Rückgang bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2015 festzustellen. Die wärmespezifischen Primärenergiefaktoren sind in allen betrachteten Jahren auf einem ähnlichen Niveau wie die PEF der Gesamtnachfrage. Das lässt den Schluss zu, dass sich die hier untersuchte Wärmenachfrage bezüglich Primärenergiebedarf bei Jahresbetrachtung ähnlich verhält wie die Gesamtnachfrage. Die Flexibilität der Wärmenachfrage ist trotz gewissem Verschiebepotenzial recht gering, daher ist auch die Nachfrage zur Wärmeerzeugung häufig zeitgleich mit hohem Primärenergiebedarf im Stromsystem. Die speicherspezifischen Primärenergiefaktoren

sind insbesondere in den Jahren 2035 und 2050 wesentlich geringer als die Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage und Wärmenachfrage. Die Stunden mit geringem PEF nehmen zu und sind in diesen Jahren bereits recht häufig, was der Flexibilität der Speicher zugutekommt, da diese genau in diesen Stunden mit überschüssiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien geladen werden können.

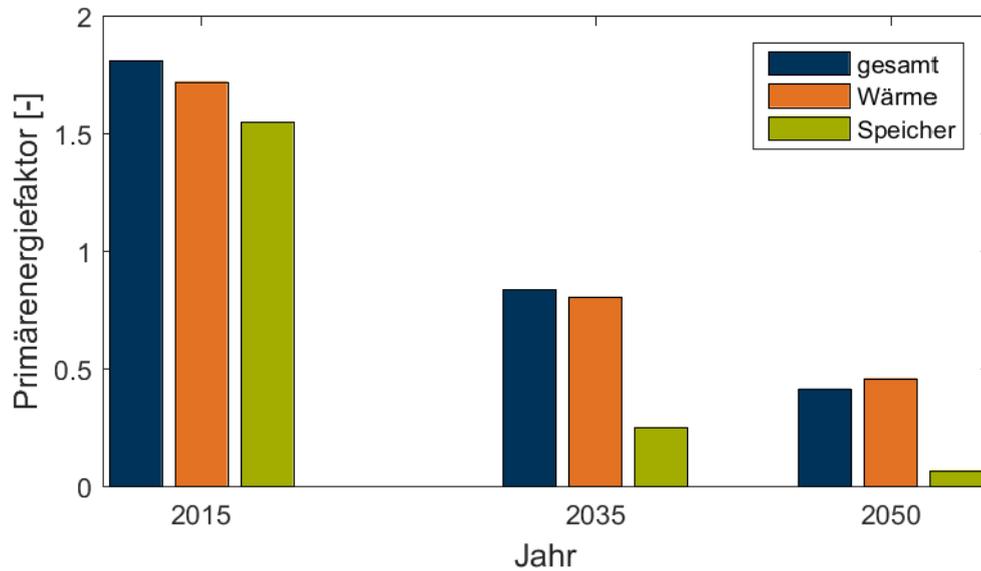


Abbildung 7: Jährliche mittlere Primärenergiefaktoren für die Gesamtnachfrage, die Nachfrage zur Wärmeerzeugung und die Nachfrage zur Speicherladung für die Jahre 2015, 2035 und 2050

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 des Primärenergiefaktors und den sich dadurch möglicherweise ergebenden Unterschieden gegenüber der Verwendung der Berechnung nach der EnEV. Untersuchungsgegenstand war ein Szenario zur Entwicklung des Stromsystems mit einem recht geringen Anstieg der elektrischen Wärmeerzeugung bis 2050. Es wurde von einer wirtschaftlichen Sanierung mit einer Sanierungsrate von 2 % im Jahr ausgegangen. Es wurde der Kernenergieausstieg zum Jahr 2022, ein Kohleausstieg bis 2050 und ein steigender Anteil erneuerbarer Erzeugung bis 2050 auf 80 % der Nachfrage angenommen.

Die Auswertung der Modellergebnisse zeigte eine allgemeine Abnahme der Primärenergiefaktoren vom Jahr 2015 bis 2050 aufgrund des angenommenen Wandels der konventionellen Erzeugung von Kernenergie und Kohle hin zu Gas als Brennstoff ebenso wie der starken Zunahme der erneuerbaren Energien im System. Es können Veränderungen im saisonalen ebenso wie tageszeitlichen Verhalten beobachtet werden. Die zunehmende Stromerzeugung aus der besonders im Sommer und über die Mittagszeiten verfügbaren Solarenergie führt zu einem Rückgang der Primärenergiefaktoren besonders im Sommer aber auch über die Mittagsstunden.

Der Vergleich der Primärenergiefaktoren der Gesamtnachfrage mit den technologiespezifischen Faktoren der Wärmenachfrage und der Nachfrage zur Speicherladung zeigt einen deutlichen Vorteil für die Speichertechnologien gegenüber der hier relativ unflexiblen Wärmenachfrage.

Die klassische Flexibilisierungstechnologie Speicherung profitiert sehr deutlich von der Bestimmung des Primärenergiefaktors anhand zeitaufgelöster Werte, da die Betriebsstrategie Zeitpunkte mit einem hohen Anteil an EE und somit niedrigem PEF klar bevorzugt. Im Rahmen dieser Untersuchung steht diese Technologie beispielhaft für andere Flexibilisierungstechnologien, deren Betriebsstrategie ebenfalls auf eine Nachfrage in Zeitpunkten mit einem hohen Anteil an EE abzielt, wie beispielsweise Konzepte zu Power-to-Heat, intelligentem Laden von Elektrofahrzeugen und Power-to-Gas. Um die primärenergetische Bewertung dieser Technologieoptionen mit den Konkurrenzprozessen vergleichbar zu gestalten und strombasierte Technologien nicht zu benachteiligen, muss zukünftig über eine Flexibilisierung des PEF nachgedacht werden. Ein dynamischer PEF kann einen wesentlichen Beitrag leisten, die Steuerwirkung des Instruments PEF langfristig zu erhalten und Maßnahmen mit mehr Energieeffizienz und Klimaschutz korrekt bewertet zu können.

Literaturverzeichnis

- AGFW, Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte, KWK. 2014.** EnEV und Fernwärme. Frankfurt am Main : s.n., 2014.
- Auer, Thomas, et al. 2017.** *Gebäude als intelligenter Baustein im Energiesystem: Lastmanagement-Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energieversorgungsstruktur in Deutschland.* München : Technische Universität München, 2017. S. 85, Endbericht.
- BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2017.** Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2017). *Grafik- und Tabellenband.* Berlin : s.n., 10. Juli 2017.
- . **2015.** Primärenergiefaktoren - Grundlagenpapier. *Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung.* Berlin : s.n., 22. April 2015.
- Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2009, Teil I, Nr. 23., Bundesanzeiger Verlag, 30. April 2009, Seite 954 bis 989. 2009.** EnEV 2009 - Energieeinsparverordnung für Gebäude. Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. 2009.
- Bundesregierung. 2010.** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 2010. S. 40.
- Dornmair, Rita, et al. 2017.** *Einfluss von Gebäuden als Wärmespeicher auf das Energiesystem.* Wien : TU Wien, 2017.
- Kuhn, P. 2012.** Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. München : Technische Universität München, 2012.
- Kühne, Maximilian R. 2016.** *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.
- Oschatz, Bert, Schüwer, Dietmar und Pehnt, Martin. 2016.** *Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude : Endbericht.* Bonn : Dt. Verein des Gas- und Wasserfaches, 2016.
- Wissenschaftlicher Dienst, Deutscher Bundestag. 2016.** *Primärenergiefaktoren.* Berlin : WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, 2016.