

# Anpassungen des gesetzlichen Rahmens für eine effiziente Energiewende aller Sektoren in Deutschland:

## Vorschläge für eine Neuordnung der Energiepreisbestandteile

**Prof. Dr.-Ing. Stefan LECHNER, Jan AMBROSIUS**

Technische Hochschule Mittelhessen, Wiesenstr. 14, 35390 Gießen, +49-(0)641-309-2116,  
stefan.lechner@me.thm.de, jan.ambrosius@me.thm.de www.thm.de

### **Kurzfassung:**

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit den staatlich veranlassten Preisbestandteilen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte und ihrem Einfluss auf die Verwendung von Energieträgern im Zuge der Energiewende. In Form einer Kurz-Metastudie werden veröffentlichte Vorschläge diskutiert, in einen systematischen Zusammenhang gebracht und um eigene Überlegungen und Bewertungen ergänzt. Im Ergebnis stehen Empfehlungen für eine Reform der Energiepreisbestandteile, damit verbundene Chancen und Risiken und weiterer Untersuchungsbedarf.

**Keywords:** Energiewende, Preisbestandteile, Netzentgelte, EEG-Umlage, Stromsteuer, Sektorenkopplung, Dekarbonisierung

## **1 Motivation und zentrale Fragestellung**

Deutschland galt vor zehn Jahren als Vorreiter bei der Energiewende, das EEG wurde als Musterwerkzeug für den ambitionierten Ausbau Erneuerbarer zumindest im Stromsektor gefeiert. Seitdem tut sich die Politik jedoch schwer, die nächsten notwendigen Schritte zu gehen, um neben der Stromwende eine umfassende Energiewende zu gestalten.

Unter Energiewende soll hier der Übergang, weg von einer fossil-nuklearen und hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung, verstanden werden, idealerweise unter Vermeidung der Emission von Klimagasen und vollständig auf Basis von erneuerbaren Energieträgern sowie deren nachhaltiger Speicherprodukte.

Die Energiewende in Deutschland schreitet derzeit nur im Stromsektor voran. Hier werden Jahr für Jahr neue „Rekorde“ gefeiert, was aber im Zuge einer langfristigen Umstellung auf Erneuerbare selbstverständlich sein sollte. Währenddessen stagniert die Energiewende in den beiden anderen Sektoren Wärme (2017: 13,9 % EE-Anteil) und Verkehr (seit 2015: 5,2 %) auf den Niveaus der letzten Jahre [1]. Gleichzeitig liegen in Deutschland die Strompreise insbesondere für Haushalte im europaweiten Vergleich an der Spitze, woraus bereits manche Akteure Bedarf an Gegenmaßnahmen ableiten und dies ebenfalls als Anlass für eine Reform der Energiepreisbestandteile sehen.

Die Energiewende soll in ihrem Grundsatz kein großangelegtes Ausbauprogramm für erneuerbare Energieanlagen sein, sondern wirksam die Emission von Treibhausgasen verringern. Dies ist in der Vergangenheit unzureichend und mit absehbarer Verfehlung des 2020er Reduktionsziels geschehen, insofern sind die bisherigen gesetzlichen Ansätze zu hinterfragen. Neben dem milliardenschweren Ausbau von EE-Anlagen ist demnach auch die Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Energiesektoren notwendig.

Es besteht Konsens, dass für eine weitreichende Dekarbonisierung der gesamten Energielandschaft eine effiziente Sektorenkopplung und Energiespeicherung notwendige Voraussetzungen sind. Da in Deutschland hohes Ausbaupotential nur noch bei Windkraft und Sonnenenergie besteht, müssen Energieströme vom Stromsektor in Richtung Wärme und Verkehr geleitet werden, allerdings kosten- und umwandlungseffizient. Das derzeitige System staatlich induzierter Preisbestandteile (SIP) auf Strom und fossile Energieträger sowie der Netzentgelte behindert diese Umlenkung von Energieströmen und kann demnach als Hauptgrund für die Reform der Energiepreisbestandteile geltend gemacht werden.

Hinzu kommt im derzeitigen Preissystem die fehlende Abhängigkeit der Abgabenlast auf die einzelnen Energieträger von der Klimawirkung in den Sektoren Wärme und Verkehr. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird bislang nur als direkt zuzuordnende Preiskomponente bei Verbräuchen innerhalb des EU-Emissionshandels sichtbar (v.a. Thermische Kraftwerke und Großindustrie), nicht jedoch bei mittleren und kleinen Anwendungen im Bereich Wärme und gar nicht im Bereich Verkehr.

Die zentrale Fragestellung lautet demnach: Wie kann und muss der regulatorische Rahmen angepasst werden, um bestehende Hindernisse bei der Sektorenkopplung zu beseitigen? Dies soll effektiv und ohne Fehlanreize erfolgen, im Sinne einer ökonomisch und ökologisch effizienten Energiewende.

## 2 Methodische Vorgehensweise

Die vorliegende Arbeit stellt in Form einer Kurz-Metastudie die wesentlichen Zusammenhänge und Lösungsvorschläge dar, ergänzt um eigene Überlegungen und Schlussfolgerungen.

Zunächst wird kurz auf den Stand der Energiewende in Deutschland eingegangen. Zusammen mit der Darstellung der Preisbestandteile für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr für gängige Energieträger zeigt sich die Ungleichbehandlung fossiler und damit CO<sub>2</sub>-intensiver Energieträger im Vergleich zu Strom (unabhängig von der Art der Stromerzeugung). Die negativen Folgen für den Fortschritt der Energiewende, unter anderem in Form der Verhinderung einer effizienten Sektorenkopplung, werden als hinlänglich bekannt vorausgesetzt.

Im Folgenden werden ausgewählte veröffentlichte Vorschläge zur Modifikation des bestehenden SIP-Systems dargestellt und diskutiert hinsichtlich ihrer Auswirkungen und möglicher Problemfelder. Die Nicht-Er wähnung zahlreicher weiterer veröffentlichter Vorschläge ist deren Quantität geschuldet und stellt keine Wertung ihrer Qualität dar.

Die Umsatzsteuer selbst ist nicht Bestandteil der Betrachtungen. Als prozentual auf den Gesamtpreis erhobene Komponente steht sie der vielfach angestrebten Dynamisierung nicht im Wege, für vorsteuerabzugsberechtigte Unternehmen ist sie zudem kaum relevant.

Im Ergebnis stehen Empfehlungen für eine Reform der Energiepreisbestandteile, damit verbundene Chancen und Risiken und weiterer Untersuchungsbedarf.

### 3 Der Status Quo und seine Folgen

#### 3.1 Die Energiewende in Deutschland – Stand der Dinge

Das aktuelle EEG 2017 gibt für 2025 als Ziel 40-45% Anteil EE am Bruttostromverbrauch vor. Im Umkehrschluss bedeutet das nach erfolgtem Atomausstieg einen Anteil von 55% fossiler Energie, was angesichts von 53,1% im Jahr 2018 [2] nicht im Sinne des Gesetzgebers sein dürfte. Im Jahr 2018 wurden bereits 38,2% EE-Anteil erreicht [2], die Zielvorgabe im EEG ist demnach dringend anzupassen. Zusammen mit dem dortigen Ziel von 55-60% bis 2035 widerspricht es auch dem aktuellen Koalitionsvertrag der Bundesregierung, wonach bis 2030 der EE-Anteil von 65% im Stromsektor erreicht sein soll [3].

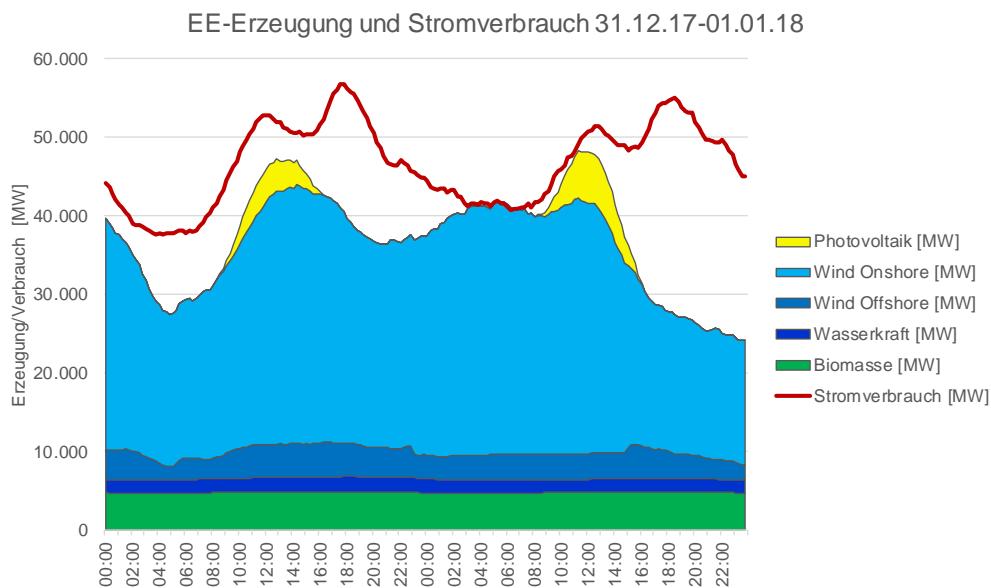


Abbildung 1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Stromverbrauch zum Jahreswechsel 2017/18 [4]

Am Neujahrstag 2018 wurde um 6 Uhr erstmals in Deutschland die hundertprozentige Lastdeckung durch erneuerbare Stromerzeugung erreicht, siehe Abbildung 1. Dieser noch seltene Zustand wird mit zunehmendem Ausbau Erneuerbarer Energien zukünftig immer häufiger auftreten. Eine solche eher psychologisch wichtige Momentaufnahme ist bei näherer Betrachtung schon seit vielen Jahren stochastisch (windbedingt) oder periodisch (photovoltaikbedingt) wiederkehrende Realität in regionalen Teilnetzen auf allen Spannungsebenen. Hierdurch ist die Abregelung – auch erneuerbarer – Erzeugungseinheiten (Redispatch, Einspeisemanagement) ebenfalls seit Jahren gängige Praxis vieler Netzbetreiber geworden. Aus energetischer Sicht ist jede alternative Stromverwendung sinnvoller als die Abregelung von EE-Erzeugung.

Am niedrig-investiven Anwendungsfall Power-to-Heat (P2H) ohne Wärmepumpe lässt sich eine solche Stromentnahme aus dem öffentlichen Netz als temporär durchaus sinnhaft

nachvollziehen, jedoch verhindert die in Deutschland geltende Abgabenlast selbst bei deutlich negativen Strompreisen in aller Regel die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anwendung, siehe z.B. [5]. Dort wird auch am Beispiel Österreichs gezeigt, dass eine wirtschaftliche Nutzung von solchem „Überschuss-Strom“ bei veränderter Abgabensystematik möglich ist.

Die Bürokratiekosten nehmen durch die gestiegene Komplexität gesetzlicher Vorgaben und Informationspflichten stark zu. In der Energiewirtschaft haben sich diese Kosten seit 2010 auf ca. 1,6 Mrd. Euro pro Jahr mehr als verdreifacht. Hiervon entfallen mehr als 75% auf den Elektrizitätsbereich [6] und sind ursächlich nicht nur, aber auch der Energiewende zuzuschreiben. Neuregelungen der SIP sollten demnach auch vom Prinzip der einfachen Anwendbarkeit geleitet werden.

### 3.2 (Strom-)Bedarfe einer sektorengekoppelten Energiewende

Es gibt mehrere aktuelle Studien mit voll sektorengekoppelten Energieszenarien. Bei moderaten Annahmen zur Energieeffizienz im „traditionellen“ Stromsektor resultiert ein deutlich höherer Strombedarf für die überwiegend strombasierte Versorgung der anderen Sektoren sowie der resultierenden Umwandlungs- bzw. Speicherverluste.

Solche Szenarien sind stark abhängig von den zugrunde liegenden Annahmen, der resultierende Strombedarf verschiedener Studien liegt im Jahr 2050 zwischen etwa 800 TWh und 1450 TWh (Extremwerte bis etwa 3000 TWh), verglichen mit heute rund 600 TWh [7]. Zur Veranschaulichung dient beispielhaft Abbildung 2.

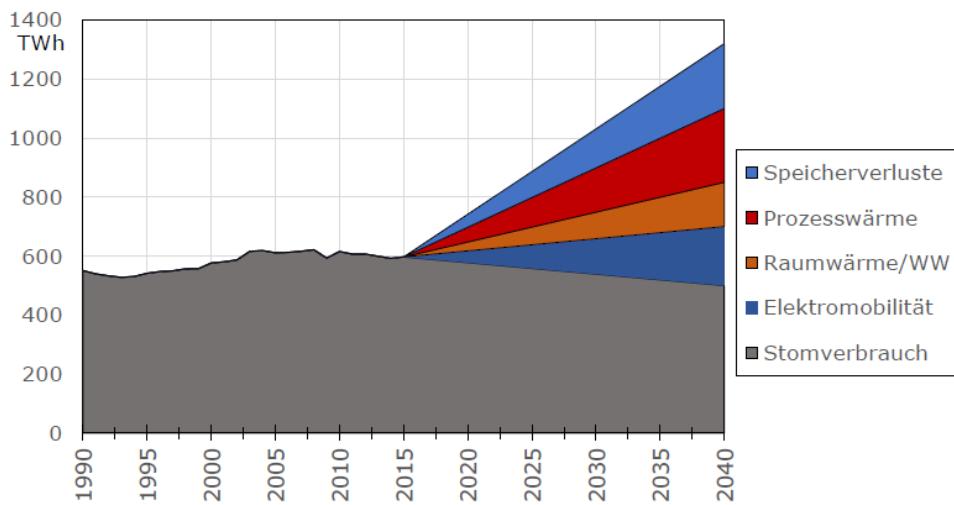


Abbildung 2: Beispiel zusätzlicher Strombedarf durch die Sektorenkopplung [8]

Es stellt sich zwangsläufig die Frage, ob auch diese zusätzliche Stromerzeugung, die trotz vorhandenem Netzausbaubedarf überwiegend im Bestandsnetz abgewickelt werden kann, dieselbe Abgabenlast aus SIP und Netzentgelten tragen soll und muss. Die Antwort wird nicht für alle Preisbestandteile gleich ausfallen.

Es liegt jedoch auf der Hand, dass bei ungefähr gleichbleibendem „herkömmlichen“ Stromverbrauch der Großteil der Netzkosten weiterhin von diesem Verbrauch getragen werden kann, woraus sich die Möglichkeit weitreichender Netzentgeltbefreiungen für den

zusätzlichen Strom ergibt. Dies wird bereits heute vielfach in Wärmepumpentarifen (entspricht „Power-to-Heat“) mit stark reduzierten Netzentgelten und Konzessionsabgaben teilkonsistent angewendet, unter Nutzung der Möglichkeiten nach §19(2) StromNEV. Andererseits wurde durch die Bundesnetzagentur für Pumpspeicherwerkstechnik als immer noch größte Stromspeicher im Land eine Netzentgeltpflicht in den 2000er Jahren erstmals neu angewendet und damit auch deren Wirtschaftlichkeit erschwert.

### 3.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung

Die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung sind demnach von besonderer Bedeutung. Im GEMIS-Modell [9] werden die heute noch überwiegend fossilen Vorketten der Energiebereitstellung berücksichtigt, so dass auch im Betrieb emissionsfreie Kraftwerke (z.B. PV) mit dem heutigen Energiemix nicht vernachlässigbare Emissionen durch die Herstellung verursachen (siehe Tabelle 1). Diese Effekte können bei einer weitgehend EE-basierten Energieversorgung auf annähernd Null verringert werden.

CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung verschiedener Kraftwerke	CO <sub>2</sub> -Äquivalent [g/kWh]
Braunkohle-Kraftwerk	1008
Import-Steinkohle-Kraftwerk	894
Erdgas-BHKW 50 kW	440
Erdgas-BHKW 500 kW	414
Erdgas-GuD-Kraftwerk	409
Biogas-Mais-BHKW	194
Geothermie (ORC)	95
Biogas-Gülle-BHKW	67
Solar-PV (monokristallin)	61
Atomkraftwerk (AKW)	55
Solar-PV (polykristallin)	49
Wind Park onshore	9
Wasser-Kraftwerk > 10 MW	3

Tabelle 1: CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen der Stromerzeugung verschiedener Kraftwerke ohne/mit KWK, Basisjahr 2010 [9]

Bezüglich aller methan-assoziierten Brennstoffe (Erdgas, Biogas, zukünftig synthetisches Methan aus Power-to-Gas, aber auch CH<sub>4</sub> als Nebenprodukt der Kohleförderung) muss erwähnt werden, dass die Umrechnung eventueller CH<sub>4</sub>-Emissionen durch Leckagen in CO<sub>2</sub>-Äquivalente üblicherweise auf Basis ihrer 100-jährigen Klimawirkung erfolgt. Dies bedeutet für das schnell abbaubare Methan mit einer mittleren Lebensdauer von 12,4 Jahren [10], dass die Klimawirkung eventueller Emissionen im ersten Jahrzehnt ein Vielfaches beträgt und somit seine Verwendung kurz- und mittelfristig besonders riskant ist.

### 3.4 Bestehende Energiepreisbestandteile

Unter den Begriff „Entgelte“ fallen derzeit die Netzentgelte, während die Konzessionsabgabe in der Literatur als Entgelt oder als Abgabe im engeren Sinne bezeichnet wird. Der Sammelbegriff „Umlagen“ beinhaltet beim Strompreis derzeit die EEG-, KWKG-, Offshore-Haftungsumlage, die §19(2)-StromNEV- und die AbLaV-Umlage. Als Steuer werden aktuell

die Energie- und Stromsteuer sowie jeweils die Umsatzsteuer erhoben. Bis auf die Umsatzsteuer werden diese hier als SIP bezeichnet und betrachtet.

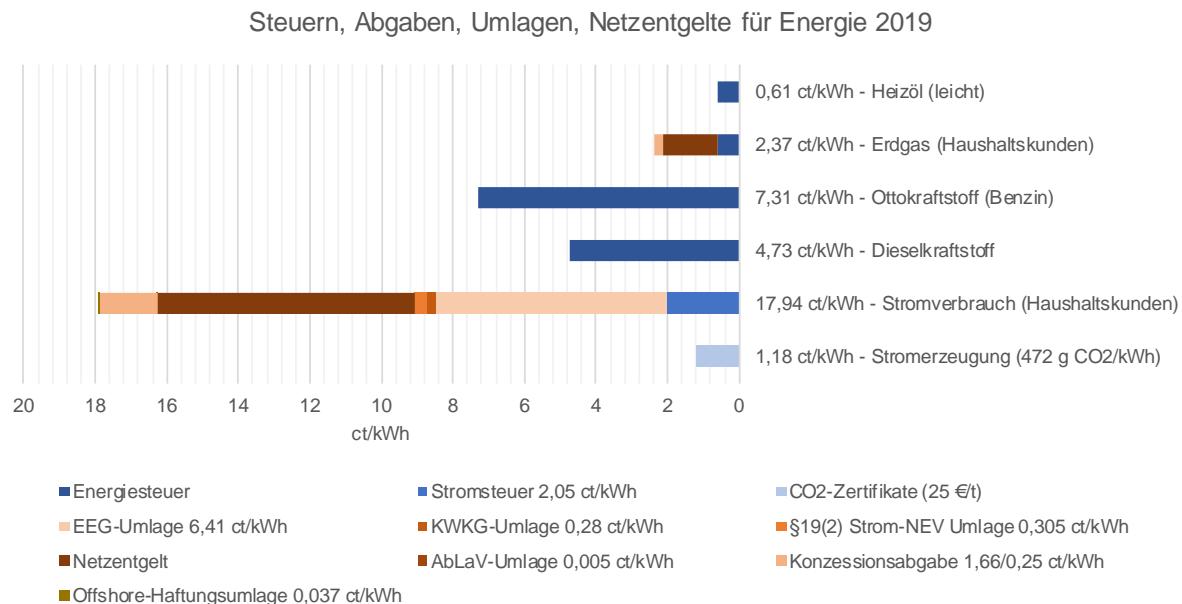


Abbildung 3: Staatlich veranlasste und regulierte Energiepreisbestandteile (eigene Darstellung)

In Anlehnung an [11] werden in Abbildung 3 die staatlich veranlassten und regulierten Energiepreisbestandteile für Stromerzeugung und -verbrauch, für die Kraftstoffe Diesel und Benzin sowie für Erdgas und leichtes Heizöl als wichtigste Energieträger im Wärmesektor dargestellt, jeweils für Haushaltskunden. Enthalten sind die für 2019 gültigen Werte, mit Ausnahme der Netzentgelte von 2018 gemäß [12]. Die prozentuale Umsatzsteuer auf den Gesamtpreis ist als nicht fixer („dynamischer“) Kostenbestandteil nicht berücksichtigt.

Dabei wird die Ungleichbehandlung und ungleiche Kostensituation zwischen Stromsektor und sonstigem Verbrauch deutlich. Im Verhältnis zu den fossilen Energieträgern entsteht so die wenig zielführende Situation, dass immer CO<sub>2</sub>-freier werdender Strom teurer wird, während CO<sub>2</sub>-intensiver fossiler Energieverbrauch gleichbleibend niedrig belastet bleibt, siehe auch Abbildung 4.

Das jährliche Aufkommen ausgewählter Posten für den Stromsektor sowie für die Energiesteuer zeigt Tabelle 2.

Preisbestandteile	Aufkommen bzw. Volumen [Mrd. € pro Jahr]
<b>Stromsektor (2016):</b>	2,20
Konzessionsabgabe (Strom)	2,20
Stromsteuer	6,60
Netzentgelte (Strom)	23,90
EEG-Konto	24,00
KWK-Umlage	1,20
§19(2) Strom-NEV-Umlage	1,10
Offshore-Haftungsumlage	0,10
Strom-Großhandel	18,00
<b>Energiesteuer:</b>	
Energiesteuer (2018)	40,00

Tabelle 2: Jährliches Aufkommen bzw. Volumen ausgewählter Energie-Preisbestandteile [13]

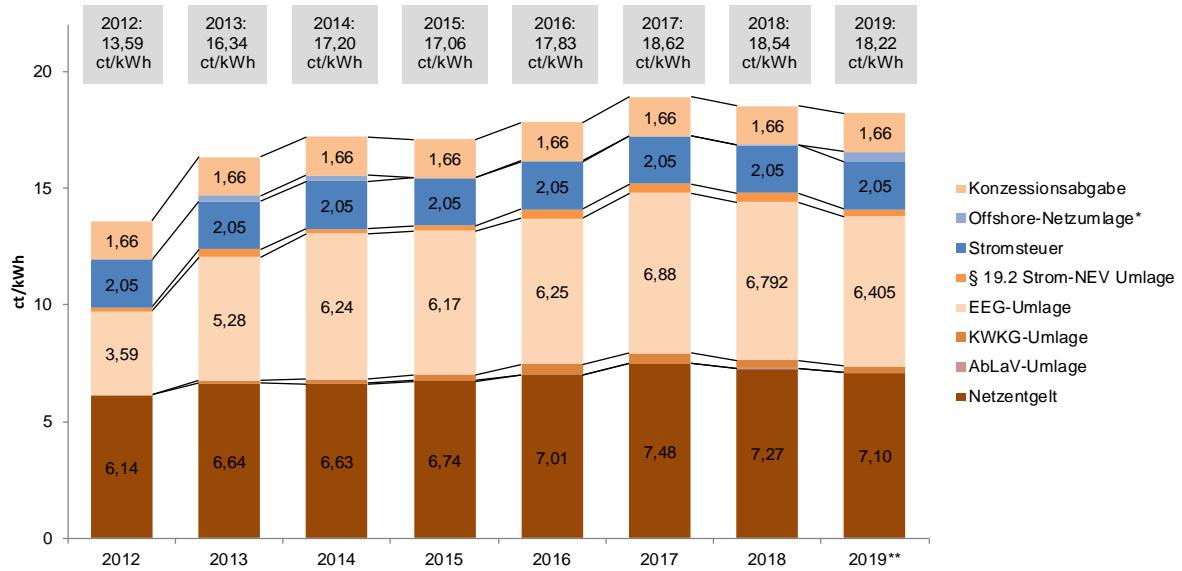


Abbildung 4: Entwicklung der Abgabenlast auf Haushaltsstrom 2012-2019 (eigene Darstellung, \*bis 2018 Offshore-Haftungsumlage, \*\*2019 Netzentgelte vorläufig)

Wichtig für das Gesamtbild ist die Ungleichverteilung der Abgabenlast auf Strom, insbesondere in Abhängigkeit von Abnahmemenge, Nutzungsdauer und Verwendungszweck. Hieraus resultiert beispielhaft die Situation gemäß Abbildung 5.

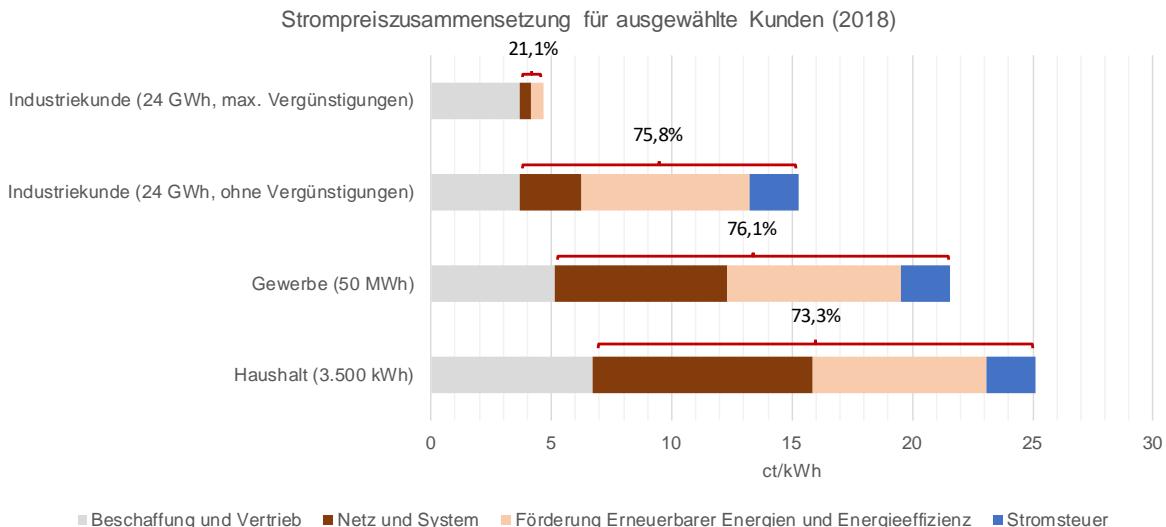


Abbildung 5: Strompreiszusammensetzung für verschiedene Kundengruppen (eigene Darstellung, nach [11], Daten aus [12])

### 3.5 Derzeitige (Fehl-)Anreize im Abgabensystem

#### 3.5.1 Niveau der Energiepreise und Höhe der SIP

Die SIP addieren sich zum jeweiligen Marktpreis der Energieträger. Obwohl Strom an der Strombörse aktuell günstiger als 2008 ist, hat der effektive Haushaltsstrompreis seitdem um etwa 40% zugenommen. Neben anderen seither gestiegenen SIP kommt die prozentual und absolut höchste Zunahme von der gestiegenen EEG-Umlage (siehe auch Abbildung 4).

Andererseits liegen Heizöl und Erdgas aktuell sogar etwas unter dem Niveau von 2008 [14]. Während der Strommix immer klimafreundlicher, aber auch teurer wird, stagnieren die Preise und SIP für fossile Energien. Die daraus resultierenden Preissignale für Verbraucher begünstigen die falschen Technologien. Strombasierte Technologien (Wärmepumpen und Elektromobilität) erfahren dadurch bzgl. der Verbrauchskosten Nachteile.

Durch das hohe Niveau der SIP (ohne Umsatzsteuer) von ca. 75% des gesamten Strompreises für die meisten Stromkunden (siehe Abbildung 5) können zudem Preissignale vom Strommarkt gar nicht oder nur stark gedämpft beim Verbraucher ankommen – zukünftige entsprechend variable Stromtarife vorausgesetzt. Zur Hebung von Flexibilitätspotentialen auf Verbraucherseite (Lastmanagement) und zum wirtschaftlicheren Betrieb großtechnischer Strom- und Energiespeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, P2X) in Stunden mit niedrigem Strompreis wären stärkere Preisausschläge wünschenswert.

### 3.5.2 Effektive Besteuerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Ohne Berücksichtigung der Umsatzsteuer ergibt sich für die Sektoren folgende Steuerlast:

- Strom: Stromsteuer von 20,50 €/MWh, unabhängig von der Erzeugungsart
- Wärme: 5,50 €/MWh Energiesteuer auf Erdgas, 0,0614 €/l auf Heizöl, Stromsteuer auf den Wärmepumpenstrom, Holzpellets und Fernwärme ohne Energiesteuer
- Verkehr: Energiesteuer in Höhe von 0,6545 €/l auf Benzin und Bioethanol, 0,4704 €/l auf Diesel und Biodiesel sowie 13,90 €/MWh auf Erdgas

$$\frac{\text{heizwertbezogene Steuerlast } \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]}{\text{heizwertbezogene Emissionen } \left[ \frac{\text{g CO}_2}{\text{kWh}} \right]} = \text{emissionsbezogene Steuerlast } \left[ \frac{\text{€}}{\text{g CO}_2} \right] \quad (1)$$

Durch die Umrechnung gemäß Gleichung (1) ergeben sich die Werte in Abbildung 6.

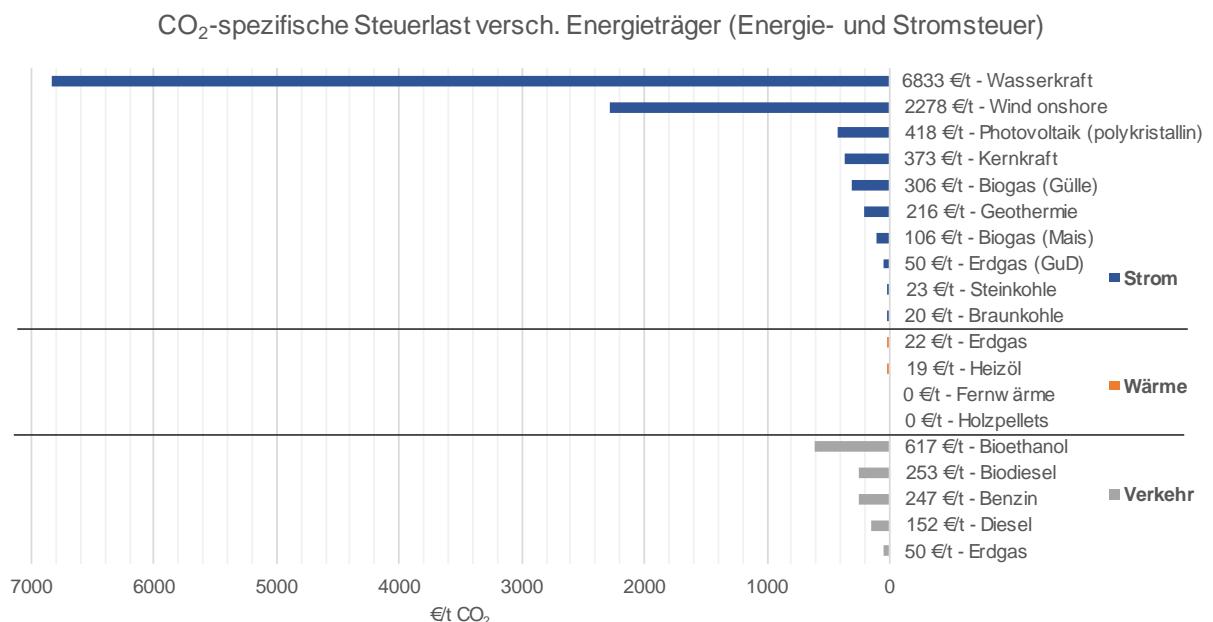


Abbildung 6: CO<sub>2</sub>-spezifische Steuerbelastung verschiedener Energiesysteme, nur Energie- und Stromsteuer (eigene Darstellung und Berechnungen, in Anlehnung an [15], Daten aus [9],[15],[16])

### 3.5.3 Strom-Eigenverbrauchsoptimierung

Im Zusammenhang mit fossilem und erneuerbarem Eigenverbrauch ergeben sich Interessenskonflikte mit dem vorgelagerten Gesamtsystem. Durch die hohe Abgabenlast auf Strom (SIP plus Netzentgelte) aus dem öffentlichen Netz sind bestimmte Eigenverbrauchslösungen für den Verbraucher wirtschaftlich. Hierbei kommt es volkswirtschaftlich betrachtet u.a. zu folgenden Ineffizienzen und Nachteilen:

- Weiterbetrieb (fossiler) Eigenverbrauchs-Kraftwerke auch bei negativen Strombörsenpreisen: Selbst in Situationen mit – aus Marktsicht – EE-Überschuss werden Energieträger zur Strom- und ggf. Wärmeerzeugung verbrannt
- Bei aktuellen Erdgas-Bezugspreisen in Verbindung mit üblichen Blockheizkraftwerken kann für Unternehmen eine Eigenstromerzeugung wirtschaftlich sein, teilweise sogar ohne Nutzung des Koppelproduktes Wärme und mit entsprechend schlechter Primärenergie-Effizienz. Bei den heute üblichen Stromtarifen ohne Börsenpreissignal laufen solche Anlagen auch bei negativen Strompreisen.
- Jede kWh Eigenverbrauch erhöht die Abgabenlast der übrigen Stromkunden durch Verringerung der umlagefähigen Gesamtstrommenge im öffentlichen Netz.
- Photovoltaikanlagen werden wo immer möglich als Eigenverbrauchsanlagen konzipiert, d.h. vor dem Zähler der Netzeinspeisung geht der Eigenverbrauch ab. Die Vermeidung von teurem Netzbezug ermöglicht in den meisten Fällen erst die aktuell gute Wirtschaftlichkeit der Anlagen. In Verbindung mit Förderung durch die KfW sind zudem bereits über 100.000 dezentrale Batterie-Kleinspeicher als Ergänzung zu PV-Anlagen in Deutschland entstanden, welche spezifisch weit höhere Investitionskosten als zentrale Speicher aufweisen. Bis 2035 werden zwischen 2,1 und 4,2 Mio. Kleinspeicher prognostiziert [11]. Hier wird Teil-Autarkie gefördert, die aus volkswirtschaftlicher Sicht zu unnötig hohen Gesamtkosten führt. Energiespeicherung selbst bei Einspeise-Netzengpässen kann kosteneffizienter auf Quartiers- oder Mittelspannungsebene durchgeführt werden. Das bestehende Abgabensystem verhindert dies vermutlich unabsichtlich, aber effektiv.
- Ab 2021 fallen zahlreiche Anlagen aus dem EEG. Eigenverbrauchslösungen ohne und mit Speicherbetrieb werden hierdurch weiter zunehmen, da bei Netzeinspeisung nach Ablauf der EEG-Vergütung nur Strombörsen-Basepreise vergütet werden (aktuell ca. 4,9 ct/kWh).
- Um dieser schleichenden „Entsolidarisierung“ durch Eigenverbrauch entgegenzuwirken, hat der Gesetzgeber in §61 bis §61I EEG geregelt, dass für Strom aus Eigenversorgungsanlagen (z.B. PV oder hocheffiziente BHKW) größer 10 kW und größer 10 MWh/a anteilig EEG-Umlage zu zahlen ist. Diese beträgt z.B. 40% der regulären Umlage im Falle von neuer PV. Andere SIP und Netzentgelte werden auf PV-Eigenverbrauch nicht erhoben, auch nicht bei Speicherung. Ein Anreiz zur möglichst netzdienlichen Fahrweise (z.B. Kappung von Einspeise- oder Bezugsspitzen) ist damit nicht verbunden.
- In der Folge entstehen zahlreiche PV-Anlagen mit knapp 10 kW<sub>P</sub> installierter Leistung, um die Kosten- und Bürokratiefalle durch die EEG-Umlage zu vermeiden,

obwohl auf den meisten Dächern auch größere Anlagen möglich und bei anderer Regelung wirtschaftlicher wären.

Jede der genannten Strom-Eigenverbrauchslösungen verringert das Aufkommen an SIP und Netzentgelten anteilig oder in den meisten Fällen vollständig. Zumindest im Falle der systemkostenrelevanten Preisbestandteile (alle außer Stromsteuer und Konzessionsabgabe) bedeutet dies eine Erhöhung der Abgabenlast für jede verbliebene kWh Strom die im öffentlichen Netz abgewickelt wird.

### **3.5.4 Hohe Komplexität des bestehenden Systems**

In den letzten Jahren ist ein System aus zahlreichen zwar nachvollziehbaren, jedoch in Summe höchst komplex wirkenden Regelungen und Ausnahmetatbeständen entstanden, das selbst für Fachleute an vielen Stellen eine hohe Eintrittshürde und nicht abschließende Rechtssicherheit aufweist.

Das EEG ist hierfür ein gutes Beispiel, in der ersten Version aus dem Jahr 2000 bestand es aus nur 13 relativ kurzen Paragrafen. Das aktuelle EEG 2017 umfasst 104 Paragrafen mit 4 Anlagen, ergänzt um die EEV und das WindSEEG mit zusammen 93 Paragrafen. Weitere Regelungen für SIP, Netzentgelte und deren Ausnahmeregelungen haben in den letzten Jahren ebenfalls an Umfang zugenommen (z.B. EnWG, StromStG, StromNEV, ...).

Als Beispiele für komplexe Ausnahmetatbestände bis hin zu fehlender Rechtssicherheit im konkreten Einzelfall seien hier aufgeführt:

- Befreiungen und Ausnahmetatbestände für Eigenverbrauch bzw. Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang bei Stromsteuer und EEG-Umlage (hier wurde in jüngster Vergangenheit erstmals auch in die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen eingegriffen, dadurch erhöht sich das Betreiberrisiko mit Auswirkungen auf Folge-Investitionen)
- Regelungen zur Stromspeicherung (§118(6) EnWG, §61 EEG) (nicht abschließende Klarheit u.a. über Eichpflicht und Zeiträume von Bilanzzählern)
- Mieterstrommodell (hohe Komplexität u.a. durch Zwang der Vollversorgung, zu hoher organisatorischer Aufwand im Verhältnis zum geringen Potential und Nutzen für das Gesamtsystem)
- Ausnahmebestände für geschlossene Verteilnetze (§110 EnWG) und Kundenanlagen (§3 Nr.24a/b EnWG) (weitere Möglichkeit der „Entsolidarisierung“, unklare Größendefinition, oft keine Rechtssicherheit während Planungsphase)

## **4 Diskussion bestehender Reformvorschläge**

### **4.1 Steuern, Abgaben und Umlagen allgemein**

#### **4.1.1 Diverse Vorschläge**

In [17] werden mehrere publizierte Vorschläge zur Senkung der als derzeit zu hoch angesehenen EEG-Umlage diskutiert. Im Ergebnis wird geschlussfolgert, dass eine reine Senkung der EEG-Umlage beim derzeitigen Energiemix im Stromsektor die Gefahr von kurz-

und mittelfristig klimaschädlichen Auswirkungen birgt. Die dann niedrigeren Strompreise können zu Ineffizienzen bei der Anwendung in den Sektoren Verkehr und insbesondere Wärme führen. Er schlägt stattdessen eine höhere Besteuerung von fossilen Energien, eine Besserstellung für Ökostrom nur bei drohender Abregelung von EE-Anlagen sowie mittelfristig eine Dynamisierung der EEG-Umlage, welche die Preissignale der Strombörse (teuer/günstig) besser auf den Letztverbraucher wirken ließe.

Bereits in [18] sammelt derselbe Autor die Vorschläge mehrerer Bundesländer, des BEE e.V., des IASS Potsdam sowie von DGB und IG Metall zur Begrenzung von EEG-Umlage bzw. Strompreis allgemein. Neben der Kofinanzierung der EEG-Umlage über einen Fonds oder aus dem Bundeshaushalt wird mehrfach die Senkung der Stromsteuer vorgeschlagen, ebenso ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im Emissionshandel sowie die Dynamisierung der EEG-Umlage, also die Anpassung ihrer Höhe entsprechend der Spotmarktpreise.

In ihrer Abhandlung über die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer [15] verweisen die Autoren auf zahlreiche weitere Länder mit CO<sub>2</sub>-Steuer, ohne detailliert auf deren Ausgestaltung einzugehen. Schweden, Irland, Großbritannien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Island, Japan, die Schweiz sowie Teile von Kanada und den USA besteuern CO<sub>2</sub>-Emissionen zumindest in Teilbereichen des Energieverbrauchs [15]. Die Empfehlung für eine CO<sub>2</sub>-Steuer wird mit ihrer einheitlichen Wirkung auf den Klimaeffekt der Energienutzung begründet. Eine vorherige Wirkungsanalyse u.a. bzgl. Carbon-Leakage und Verbraucherpreise wird jedoch empfohlen.

#### 4.1.2 Thesenpapier des FÖS

Vom FÖS liegt ein Thesenpapier [19] vor, welches in konzentrierter Form weitreichende Änderungen empfiehlt. Hierzu zählen folgende Aspekte:

- Ein sektorenübergreifendes und wirksames CO<sub>2</sub>-Preissignal, umgesetzt durch Zertifikats-Mindestpreise (Stromsektor) und Energiesteuerreform anhand des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes (Wärme und Verkehr)
- Soziale und wirtschaftliche Auswirkungen sollen durch Umverteilung abgefedert werden („Pro-Kopf-Rückerstattung“)
- Stärkere zeitvariable Dynamisierung der Strompreise unter Beachtung, dass nur EE-Strom günstig wird; Überprüfung der Dynamisierung von EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelt, ...)
- Beibehaltung der EEG-Umlage zur Finanzierung des zukünftigen Ausbaus von EE. Co-Finanzierung aus Bundesmitteln nur für besondere EEG-Altlasten und Industrieausnahmen;

#### 4.1.3 Veröffentlichungen von Agora Energiewende

Ein deutlich breiterer und tiefgreifenderer Blick über alle Sektoren wird in [11] vorgenommen. Die Ungleichbehandlung bzgl. SIP im Vergleichsfeld Strom, Diesel und Benzin sowie Erdgas und Heizöl wird herausgearbeitet. Darauf aufbauend werden jeweils Lösungsoptionen dargelegt und hinsichtlich volkswirtschaftlicher Effekte und Verteilungswirkung sowie Umsetzbarkeit und Transparenz bewertet.

In einer weiteren umfangreichen Arbeit [20] wird vorgeschlagen, die unterschiedlichen SIP der Energieträger anzugleichen, vorzugsweise durch eine CO<sub>2</sub>-Komponente auf Benzin, Diesel, Erdgas und Heizöl und zeitgleiche Senkung von EEG-Umlage und/oder Stromsteuer. Alternativ wird auch eine „Energiewende-Umlage“ vorgeschlagen, als einheitlicher Satz in ct/kWh auf alle Energieträger. Eine weitere vorgestellte Option ist die Auslagerung von EEG-Kosten für Industrie-Ausnahmen und die hohen historischen Anfangskosten der Energiewende durch Auslagerung durch Staatshaushalt und/oder Refinanzierung nach 2025 bei dann eigentlich sinkender EEG-Umlage.

Die Dynamisierung der EEG- und weiterer Umlagen und Abgaben als Faktoraufschlag auf die stündlichen Strombörsenpreise wird in [20] ebenfalls vorgeschlagen, wobei auf die Risiken der fehlenden Praxiserprobung der dann deutlich erhöhten Flexibilitätsanreize hingewiesen wird.

In [11], [20] und zahlreichen weiteren Studien Dritter veröffentlichte Vorschläge werden wiederum von Agora Energiewende in [14] aufgegriffen. Auf diese aktuelle Veröffentlichung mit sehr konkreten Reformvorschlägen soll im Folgenden etwas näher eingegangen werden. Für den Stromsektor wird die kurzfristige Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises im EU-Emissionshandel gefordert. Als weiterhin zielführend wird eine CO<sub>2</sub>-orientierte und aufkommensneutrale Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie angesehen. Hierbei werden drei Varianten mit unterschiedlicher Reformtiefe vorgeschlagen:

- Die kleine Variante (aufkommensneutral):
  - CO<sub>2</sub>-Aufschlag i.H.v. 45 €/t auf fossile Kraftstoffe sowie Erdgas und Heizöl im Wärmesektor;
  - Minus 4 ct/kWh beim Strompreis durch Streichung der Stromsteuer und Zuschuss zum EEG-Konto
  - Verbleibende Einnahmen aus CO<sub>2</sub>-Steuer für Gebäudesanierung und Ausbau Elektromobilität verwenden
- Die mittlere Variante (aufkommensneutral):
  - Zunächst wie kleine Variante, bis 2024 Erhöhung auf 86 €/t (2030: 100 €/t)
  - Verwendung: Strompreis minus 7 ct/kWh ODER Klimabonus-Rückerstattung für Bürger u. Unternehmen (pro Kopf und pro 100 T€ Lohnsumme: 200 € p.a.)
  - Zusätzlich jeweils Gebäudesanierung und Wechsel-Fonds (Heizungs- und PKW-Wechsel für besonders Betroffene)
- Die große Variante (aufkommensneutral):
  - Streichung aller Steuern, Abgaben und Umlagen
  - Netzentgelte für Strom und Gas, Infrastrukturbetrag in Benzin-/Dieselsteuer
  - CO<sub>2</sub>-basierte Energiesteuer auf Strom, Benzin, Diesel, Erdgas, Heizöl von zunächst 125 €/t CO<sub>2</sub> (bei Zielverfehlung: +10 €/a). Bei Strom: stundenscharfer CO<sub>2</sub>-Steuersatz entsprechend des aktuellen Strommixes
  - Einnahmen dienen der Finanzierung der derzeitigen Umlagen und Steuern, der Verkehrsinfrastruktur, der Verkehrs- und Wärmewende mit Wechselfonds

## 4.2 Netzentgelte im Besonderen

In [21] legen die Autoren die Quintessenz einer längeren Auftragsstudie [22] zur Weiterentwicklung der Stromnetzentgelte vor. Unter sachlicher Abwägung werden sowohl verstärkt fixe, an schlusspunktbezogene Entgeltkomponenten (Grundpreis GP, Kapazitätspreis KP und Baukostenzuschuss BKZ) als auch entnahmearabhängige Komponenten (Leistungspreis LP und Arbeitspreis AP) vorgeschlagen, wobei sich für die grundsätzlich befürwortete Dynamisierung des Netzentgeltes (lt. der Autoren zur Vergleichsmäßigung der Netzauslastung) lediglich der Arbeitspreis eigne.

In [20] wird ein höherer Grund- und Leistungspreisan teil für die Strom-Netzentgelte vorgeschlagen, da dies die Arbeitsanteile der Netzentgelte senken und eine stärkere Nutzung von Strom für Wärme und Verkehr ermöglichen würde. Alternativ werden höhere Grund- und Leistungspreise nur bei Eigenversorgungen und/oder Einspeisern ins Spiel gebracht. Darüber hinaus sollen die v.a. im Norden und Osten Deutschlands erhöhten Übertragungs- und Verteil-Netzentgelte durch bundesweite Wälzung vereinheitlicht werden, wobei auch An schlussbeiträge von (EE-)Erzeugern vorgeschlagen werden.

Im bereits aus dem Jahr 2015 stammenden Positionspapier des BDEW [23] wird für die höheren Spannungsebenen kein Veränderungsbedarf gesehen. Im Niederspannungsnetz wird zur Vermeidung der Entsolidarisierung durch Eigenerzeuger eine Erhöhung des Grundpreises mit Verringerung des Arbeitspreises nahegelegt. Bundeseinheitliche Netzentgelte werden abgelehnt, ebenso die Einführung von dauerhaften Netzentgelten (Leistungspreis, Arbeitspreis) sowie netzentgeltgesteuerte Kraftwerksallokation (standortabhängiger Bonus/Malus). Wieder ins Netz einspeisende Stromspeicher sollen lt. BDEW von Netzentgelten sowie allen damit verbundenen Abgaben und Umlagen befreit werden.

## 5 Synthese, Ergänzung und Bewertung der Vorschläge

### 5.1 Systematik und Zielrichtung der Vorschläge

Aus Abbildung 3 gehen die größeren Preisbestandteile hervor, auf deren Modifikation die meisten Vorschläge ausgerichtet sind. Die in Kapitel 4 genannten Vorschläge wurden – ergänzt um eigene Überlegungen und Bewertungen – in Tabelle 3 zusammengetragen.

#### 5.1.1 Vereinfachung des rechtlichen Rahmens

Grundsätzlich muss angesichts der bestehenden Komplexität gelten, dass alle Reformen in Summe eine Vereinfachung sowohl im Regelwerk als auch in der Anwendung mit sich bringen, möglichst ohne neue Bürokratiegebiete zu schaffen.

Bestehende Gesetze sind kritisch zu hinterfragen (z.B. Stromsteuer insgesamt sowie zahlreiche Sonderregelungen), die Energiewende sollte soweit möglich wieder für den Bürger verständlich werden (vgl. Anfangszeiten des EEG).

Neu zu schaffende Bürokratie sollte nur im Ausnahmefall, bei hinreichender Notwendigkeit und bei gleichzeitigem Wegfall von Verwaltungsaufwand an anderer Stelle, geduldet werden.

Problem	Ziel	vorgeschlagene Methodik	fragliche Preisbestandteile	Risiken	Wirkung
hohe Energiekosten	Schutz oder Entlastung von Verbrauchern vor zu hohen Energiekosten	- Reduktion EEG-Umlage auf Strom durch Erweiterung der EEG-Finanzierungsbasis - Reduktion nicht systemwirksamer Preisbestandteile durch staatl. Umfinanzierung - Rückerstattung zukünftiger Energiesteuer-Mehreinnahmen auf Bürger und Unternehmen (pro Kopf und pro Lohnsumme) → Aufkommensneutralität	- EEG-Umlage - Stromsteuer (- Konzessionsabgabe)	niedrigere Energiekosten verringern Effizienz-Anreize (außer Rückerstattung)	geringere Energiekosten, jedoch keine Reduktion der Gesamtkosten, nur Umverteilung; keine Klimaschutzwirkung
hohe Strompreise bei Sektorenkopplung, keine Flexibilitätsanreize bei Verbrauchern	Hebung von systemdienlichen Sektorenkopplungs- und Flexibilitäts-potentialen bei Verbrauchern	(- perspektivisch: Neuregelung EnWG) - Schaffung weiterer Ausnahmetatbestände für SIP und Netzentgelte bei Verwendung für Sektorenkopplung - Dynamisierung von Preisbestandteilen, z.B. als Linearfaktor zum Spotmarktpreis der Strombörse	- EEG-Umlage - weitere Umlagen - Netzentgelte (- Stromsteuer) (- Konzessionsabgabe)	Entstehung hoher Flexibilitätsanreize, ggf. schrittweise einführen; Dynamisierung setzt einen mit Merit-Order-Prinzip funktionierenden liquiden Strommarkt voraus (auch bei sehr hohen EE-Anteilen)	Ausnahmetatbestände erhöhen Bürokratie, Zähl- u. Abrechnungsaufwand; Dynamisierung wirkt nur mit bis zum Verbraucher flexiblen Tarif
hohe Netzausbaukosten durch Ausbau EE	Verringerung der Gesamtkosten für Netzausbau und -betrieb im Zuge der Energiewende	- Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten durch einmalige oder regelmäßige Netzentgelte (BKZ, Grundpreis, Kapazitätspreis, LP, AP)	- Netzentgelte	- veränderte Wirtschaftlichkeit, - verlangsamter EE-Ausbau	(zu untersuchen)
lokal und zeitlich ungleichverteilte Netzauslastung	Verringerung der Gesamtkosten für Netzausbau und -betrieb im Zuge der Energiewende	- Dynamisierung der Netzentgelte als ursächlich naheliegende Preiskomponente	- Netzentgelte	- Gefahr gegenläufiger Preissignale Netzentgelt vs. Reststrompreis	Chancen u. Nutzen zu untersuchen im Zusammenspiel mit anderen Maßnahmen
systemisch ungünstige Verteilung von Erzeugern	Allokation von Erzeugern an Standorten mit minimierten Gesamtkosten (Erzeugungskosten vs. Netzausbaukosten)	Schaffung von Ansiedlungs-Anreizen durch finanzielle Ausgestaltung (z.B. aufkommensneutral durch Bonus/Malus-System)	- (fixe) Netzentgelte	wirtschaftliche Nachteile in bestimmten Regionen	(zu untersuchen)
"Entsolidarisierung" durch Eigenversorgung	Kein Wachstum der Abgabenlast für "öffentlichen Reststrom" durch zunehmenden Eigenverbrauch	allgemein: Identifikation und Beseitigung von Fehlanreizen; Beteiligung von Einspeisern an den Netz- und ggf. EEG-Kosten durch einmalige oder regelmäßige Netzentgelte speziell für Eigenversorger	- Netzentgelte - EEG-Umlage	veränderte Wirtschaftlichkeit, verlangsamter EE-Ausbau	(zu untersuchen)
fluktuierende und zu niedrige Preise für CO <sub>2</sub> im Emissionshandel	Umgestaltung des EU-ETS zu einem dauerhaft wirksamen Klimaschutzinstrument	Einführung eines nationalen oder EU-weiten CO <sub>2</sub> -Mindestpreises (wie andere Staaten), festgeschriebene Erhöhung (fix oder entsprechend Zielerreichung/-verfehlung)	(hier nicht zutreffend)	(keine)	erhöht die Planungssicherheit im sehr unsicheren ETS, planbare Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen
kein Preissignal für Klimaschutz im Non-ETS Bereich	Schaffung von klimawirksamen Preisanreizen im Non-ETS Bereich	Einführung einer neuen oder Modifikation einer bestehenden Steuer, am CO <sub>2</sub> -Äquivalent gekoppelt für alle Energieverbräuche außerhalb des EU-ETS	- zusätzliche CO <sub>2</sub> -Steuer - Anpassung Energiesteuer - Anpassung Stromsteuer	Erhöhung der Energiepreise im Wärme- und Verkehrssektor (→ Gegenmaßnahmen)	verteutert jeden Energieträger verursacher-gerecht entsprechend seiner Klimaschädlichkeit

Tabelle 3: Systematisierung von Reformvorschlägen für SIP und Netzentgelte

### 5.1.2 CO<sub>2</sub> als Kostenfaktor einpreisen

Im Sinne einer wirksamen Lenkung von Investitionen ist der Äquivalent-CO<sub>2</sub>-Ausstoß nicht nur bei der Stromerzeugung, sondern auch in den Sektoren Wärme und Verkehr angemessen zu bepreisen. Ein langfristig angelegter hoher bzw. sich auf hohes Niveau steigernder CO<sub>2</sub>-Preis von > 80 €/t ist ein wünschenswertes Preissignal um in allen Sektoren, insbesondere den Sektoren mit Nachholbedarf, beschleunigt umzusteuern. Am einfachsten und ohne Zeitverzug kann dies durch Anpassung der Energiesteuersätze erfolgen, es muss keine neue Steuer eingeführt werden. Dabei sollten wenigstens in jedem Sektor einheitliche CO<sub>2</sub>-Preise herrschen.

Auch für den einzuführenden Mindestpreis für CO<sub>2</sub> im EU-Emissionshandel wäre ein solcher Wert zumindest ein mittelfristiges Ziel, zugleich aber bereits kurzfristig ein Signal an Investoren. Verglichen mit deutlich weitergehenden Maßnahmen wie dem Verbot fossiler Heizkessel (z.B. Dänemark, Niederlande) und von Verbrennungsmotoren in Neuwagen (u.a. Großbritannien 2040, China 2030, Norwegen 2025) ist die Maßnahme moderat.

Das derzeitige Preisniveau von Kraftstoffen und fossiler Heizenergie ist im europäischen Vergleich eher durchschnittlich, Heizöl sogar relativ billig [14]. Konkret würden bei 80 €/t Erdgas um 1,6 ct/kWh teurer, Heizöl und Diesel um 21,3 ct/l und Benzin um 18,8 ct/l. Dies würde etwa 25 Mrd. Mehreinnahmen entsprechen (nach [14]), die gemäß Kapitel 5.1.3 zu verwenden sind. Der Stromsektor wurde hier wegen des EU-ETS nicht betrachtet.

### 5.1.3 Reduktion der Belastung durch hohe Energiepreise

Durch den Wegfall von teuren Altanlagen ab 2021 werden die EEG-Gesamtkosten nicht mehr wesentlich steigen [2]. In Verbindung mit zuletzt moderat höheren Börsenstrompreisen wird die EEG-Umlage kurzfristig vermutlich auf dem aktuellen Niveau zwischen 6 und 7 ct/kWh bleiben und nach 2025 zügig abnehmen. Aus diesem Grund wird eine erweiterte Finanzierungsbasis als nicht sinnvoll erachtet. Vielmehr sind weiterhin Ausnahmen kritisch zu hinterfragen, gerade angesichts der mittelfristig sinkenden EEG-Umlage.

Die Stromsteuer kann in ihrer Funktion als überholt angesehen werden. Sie bewirkt (von den teilweise zu hinterfragenden Ausnahmeregelungen abgesehen) eine simple Verteuerung der Energie Strom, aktuell in Höhe von ca. 6,6 Mrd. € jährlich. Die regulär 2,05 ct/kWh entsprechen den 19% Umsatzsteuer auf etwa 10,8 ct/kWh Nettostrompreis. Um diesen Betrag ist zumindest der Haushaltsstrompreis zwischen 2005 und 2017 gestiegen, aus dieser Sicht wäre eine weitreichende Senkung der Stromsteuer durchaus zu rechtfertigen.

Ein weiterer Aspekt ist die staatliche Verantwortung für die derzeit hohen Strompreise. Es waren auch Fehler der Legislative, die in der Vergangenheit die Kosten der Energiewende für Bürger und Unternehmen unnötig verteuert haben. Als markante Beispiele seien die zu lange dauernde hohe Vergütung der PV in den Jahren 2010-2011 sowie der jede Nachhaltigkeit ignorierende Biomasse-Boom in den 2000er Jahren genannt, die jeweils für 20 Jahre das jährliche EEG-Konto um einige Milliarden zu viel belasten. Vor diesem Hintergrund erscheint ein Verzicht des Staates auf Stromsteuereinnahmen gerechtfertigt.

Die aktuellen Energiesteuereinnahmen von insgesamt etwa 40 Mrd. € in Verbindung mit der hier vorgeschlagenen Energiesteuerreform zeigen, dass die Absenkung auf den nach EU-Richtlinie zulässigen Mindestsatz (0,1 ct/kWh bzw. 0,05 ct/kWh für Gewerbe) ohne jede Ausnahmetatbestände auch dem Gebot der Vereinfachung dienen würde.

Die höheren Steuereinnahmen z.B. aus einer Anpassung der Energiesteuersätze sollten wie in [14] vorgeschlagen aufkommensneutral an Bürger (pro Kopf) und Unternehmen (z.B. anhand der Lohnsumme) zurückerstattet werden („Klimabonus“), und zwar in Höhe von mindestens zwei Dritteln, bis etwa 80%. Eine solch hohe Rückerstattung minimiert den zu erwartenden Widerstand von Verbrauchern, Lobbyisten und Öffentlichkeit.

Überdurchschnittliche Energiesparer werden hierdurch sogar bessergestellt und können durch die Reform verdienen. Der Klimabonus steht zur freien Verfügung, wird im Idealfall aber als Geld für Investitionen in Energieeffizienz gesehen. Besonders hervorzuheben ist die Möglichkeit, hohe Effizienzziele durch hohe Verbrauchspreise zu realisieren, ohne wesentliche Zusatzbelastungen zu verursachen. Nachteilig ist die zusätzliche Bürokratie, die Abwicklung kann für Bürger z.B. über die Steuer-ID des Finanzamtes erfolgen.

Die restlichen 20-33% sollten vollständig der Energiewende gewidmet sein, durch Finanzierung staatlicher Förderungen und Investitionen, vorrangig in Wärme und Verkehr und zur Unterstützung von besonders benachteiligten Verbrauchern (Energiearmut verhindern).

#### **5.1.4 Preissignale für die Sektorenkopplung: Neuregelung, Ausnahmen oder Dynamisierung**

##### **Neuregelung**

Bisher gibt es im EnWG für den Strombereich im Wesentlichen nur die beiden Kategorien Einspeiser und Entnehmer bzw. Verbraucher. Dabei sind Einspeisungen grundsätzlich entgeltfrei, Netzentgelte werden für Entnahmen erhoben. Bis heute fehlt im EnWG eine Definition von Speichern für Strom oder gar sektorenübergreifende Speicheranwendungen. In § 118(6) "Übergangsregelungen" werden einige Ausnahmen für neue Stromspeicher und für P2G (Wasserstoff/Methan) geregelt, letztere sogar ohne Rückverstromungspflicht. In Summe ist dies ein vergleichsweise rudimentäre Voraussetzung für Sektorenkopplung, es besteht keine Technologieoffenheit und kein langfristiger Ansatz. Hierfür sind mindestens vier Kategorien relevant:

- Eigenversorger (wird von ihm eine Beteiligung am vorgelagerten System verlangt?)
- Einspeiser (weiterhin entgeltfreie Einspeisung bzgl. GP/LP/AP?)
- Speicher: sowohl Entnehmer als auch (teilweise/optional) Einspeiser (Regelung?)
- Entnehmer/Letztverbraucher (Netzentgelte unverändert oder modifiziert?)

Der offensichtlich grundsätzliche Regelungsbedarf im EnWG und Energiericht allgemein kann in der vorliegenden Arbeit nicht behandelt werden.

##### **Ausnahmen**

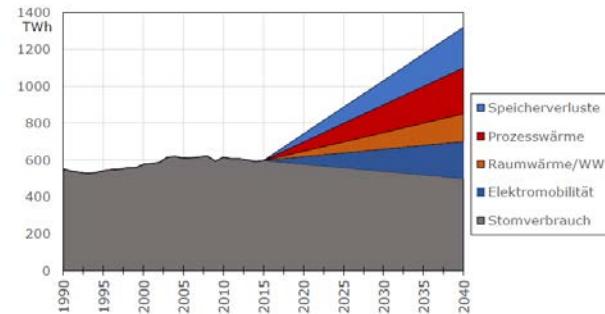
Wie geschildert gibt es u.a. im §118(6) EnWG sowie im §61ff. EEG wichtige Ausnahmeregelungen bzgl. Netzentgelten und EEG-Umlage für manche Speicheranwendungen. Es ist durchaus vorstellbar, diesen begonnenen Pfad beizubehalten und die „Positivliste“ der mit Ausnahmetatbeständen versehenen Speicheranwendungen fortzuführen, wobei durchaus technologie-individuelle Regelungen möglich sind. Dieses Vorgehen wäre pragmatisch, würde jedoch den Grundsatz der Vereinfachung von Regelungen übergehen.

## Dynamisierung

Allgemein kann festgehalten werden, dass eine Dynamisierung von mindestens der EEG-Umlage und ggf. weiterer Strompreisbestandteile sinnvoll erscheint. Dabei dient der Spotmarktpreis als Basis, die SIP werden z.B. mit einem strompreisbasierten Faktor linear stündlich (ggf. viertelstündlich) festgelegt. Im Mittelwert ergibt sich die festgelegte Höhe. Prognoseabweichungen werden im Folgejahr oder rollierend ausgeglichen. Dieses Verfahren ist auch für die Netzentgelte denkbar. Der zusätzliche Bürokratieaufwand für die stundenweise Abrechnung ist nicht unerheblich und erfordert entsprechende Zählwerterfassung. Die hierdurch resultierende Ausbildung eines deutlich höheren Flexibilitätsanreizes ist energiewirtschaftliches Neuland, von daher ist vorab eine sorgsame Untersuchung zu den Folgewirkungen notwendig.

Heutige Strommarktkenner werden die Dynamisierung als prinzipiell vorstellbares und auch funktionierendes Verfahren anerkennen, basierend auf den bisherigen Erfahrungen mit dem Merit-Order-Prinzip. Dieses funktioniert derzeit passabel auch mit bereits 120 GW installierter EE-Leistung (darunter 60 GW Wind und 46 GW PV). Zukünftiger Ausbau wird vermutlich mindestens den Wert von 100-150 GW Wind und 100-250 GW PV erreichen. Residuallastdeckungen werden weiterhin grenzkostenbehaftet erfolgen, während zukünftig z.B. 3000-5000 Jahresstunden von grenzkostenfreien EE dominiert werden. Da die Dynamisierung ein langfristig funktionierendes stetiges Preissignal vom Strommarkt benötigt, sind auch hierzu vertiefende Untersuchungen erforderlich.

Die zukünftigen Strom-Mehrverbräuche gemäß Abbildung 2 (nebenstehend) erfordern eine individuelle Betrachtung:



- Speicherverluste sind in erster Näherung von allen SIP und Entgelten zu befreien, hier besteht jedoch die Gefahr von ineffizienten Lösungen. Schwierige Definition von Effizienz und Systemdienlichkeit bei sektorübergreifenden Speichern (P2H ohne/mit Wärmepumpe, alternativen Speicherverfahren (z.B. Hochtemperaturspeicher mit teilweiser Rückverstromung), ggf. P2G & P2L)
- Prozesswärme ist mit heute bekannter Technik zukünftig überwiegend direktelektrisch zu betreiben. Wird großtechnisch Heizöl oder Erdgas substituiert, müsste der Gesamtstrompreis hierfür unter 12 ct/kWh liegen. Eine weitreichende Substitutionswirkung nur durch höhere Energiesteuern auf Fossile erscheint fraglich.
- Raumwärme und Warmwasser-Bereitstellung müssen zukünftig verstärkt über effiziente Wärmepumpen erfolgen. Dezentral im Neubau sind Jahresarbeitszahlen (JAZ) von 3 bis 5 erreichbar. Problematisch sind Bestandsgebäude und -siedlungen. Fernwärmennetze erfordern häufig für Wärmepumpen hohe Temperaturen, für Netztemperaturen von z.B. 90°C sind JAZ von 2 zu erwarten und stellen ein Effizienzproblem dar. Aus heutiger Sicht sollte der Gesamtstrompreis hierfür bei maximal 15 ct/kWh (Wärmennetze Gebäudebestand) bzw. 28 ct/kWh (effizienter Neubau ohne Wärmennetz) liegen.

- Elektromobilität: Fossile Energie im Verkehrssektor ist vergleichsweise hoch bepreist, E-Kfz sind relativ effizient, so dass auch mit der heutigen Preisstruktur (Haushalts- und Gewerbetarife) günstig die Verbrauchskosten gedeckt werden können. Das Problem der heute noch hohen Anschaffungskosten sollte aus Effizienzgründen nicht über künstlich niedrige Stromkosten gelöst werden.

In Summe sind entsprechend der skizzierten Substitutionsaufgaben für jeden Teilsektor vertretbare Preisobergrenzen identifizierbar. Diese können durch individuelle Regelungen realisiert werden.

### 5.1.5 Effizienter Netzausbau und -betrieb

In Tabelle 2 und Kapitel 5.1.4 wurde bereits der Vorschlag aufgeführt, Einspeiser (ggf. mit Unterscheidung nach fossil oder erneuerbar) zukünftig an den Netzentgelten zu beteiligen. Durch regionale Unterschiede könnte hier auch eine aus Netzsicht gewünschte Allokationswirkung erfolgen, nämlich Einspeiser bevorzugt dort anzusiedeln wo Netzkapazitäten vorhanden sind. Aus Erzeugersicht werden häufig andere Standorte lukrativer bewertet, es resultiert ein Optimierungsproblem zur Minimierung der Gesamtkosten, dessen projektindividuelle Lösung in der Regel zu aufwändig wird.

Eine ähnliche Problematik ergibt sich beim Ansatz zur Dynamisierung der Netzentgelte entsprechend der momentanen Netzauslastung (vgl. [21], [22]). Hier muss ergänzt werden, dass die Dynamisierung der Arbeitspreise nicht nur auf eine Vergleichmäßigung der Netzauslastung abzielen sollte. Darüber hinaus sind – neben der Verringerung von Netzausbaubedarf auf allen Spannungsebenen durch Spitzenlastkappung – auch die Anpassung der Nachfrage an die Erzeugung zu berücksichtigen, sofern Netzkapazitäten vorhanden sind.

Werden die fixen Bestandteile der Netzentgelte erhöht, ist der durch den sinkenden Arbeitspreis geringere Effizienzanreiz bzgl. der variablen Kosten zu beachten.

## 6 Fazit und Ausblick

Die vorliegende Arbeit versteht sich als kleiner Beitrag auf dem schwierigen Weg, einen gut funktionierenden Rechtsrahmen für die Energiewende in Deutschland zu gestalten.

Als Schlussfolgerungen der Untersuchungen resultieren bezüglich einiger Aspekte der SIP-Systematik klare Empfehlungen (z.B. hinsichtlich einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung). Bei anderen SIP lassen sich weniger eindeutige Ergebnisse (z.B. Umgang mit Eigenversorgern, Einspeise-Netzentgelte, Neuregelungen im EnWG) festhalten, weshalb selbstverständlich Untersuchungsbedarf bestehen bleibt. In Summe wird jedoch aufgezeigt, wie ein großes Anreizpotential zur Beschleunigung der Sektorenkopplung gehoben werden kann und wie weitere, notwendige Weichenstellungen und Speicher-Geschäftsmodelle kosteneffizient erschlossen werden können.

## Literatur

- [1] Umweltbundesamt (2018): Erneuerbare Energien in Zahlen, Dezember 2018, Online, Zugriff am 22.01.2019: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>
- [2] Agora Energiewende (2019): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019.

- [3] CDU, CSU, SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa - Eine neue Dynamik für Deutschland - Ein neuer Zusammenhalt für unser Land; Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode, Online, Zugriff am 23.01.2019: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906>
- [4] Bundesnetzagentur (2019): Bundesnetzagentur | SMARD.de, Lizenz CC BY 4.0, Online, Zugriff am 24.01.2019: <https://www.smard.de/>
- [5] Hinterberger, R. et al. (2019): Vergleich des Einflusses der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf den Einsatz von Power-To-Heat Anlagen in Österreich und Deutschland. Publikation und Vortrag, 11. Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT der TU Wien, Wien, Februar 2019
- [6] Grief, M.; Seeliger, A. (2019): Entwicklung der Bürokratiekosten im Zuge der deutschen Energiewende. Publikation und Vortrag, 11. Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT der TU Wien, Wien, Februar 2019
- [7] Wietschel, M. et al. (2018): Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018, Karlsruhe, Februar 2018, Online, Zugriff am 29.01.2019: [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2018\\_Sektorkopplung\\_Wietschel-final.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel-final.pdf)
- [8] Quaschning, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende, Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung, htw Berlin, Juni 2016, Online, Zugriff am 05.11.2018: <https://www.volker-quaschning.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf>
- [9] Oko-Institut (2017): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS Version 4.95): Online, Zugriff am 30.01.2019: <http://iinas.org/gemis-download-121.html>
- [10] Myhre, G. et al. (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I contribution to the IPCC Fifth Assessment Report. Hrsg.: Intergovernmental Panel on Climate Change. 30. September 2013, Chapter 8: Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, Online, Zugriff am 30.01.2019: [www.climatechange2013.org/images/uploads/WGIAR5\\_WGI-12Doc2b\\_FinalDraft\\_Chapter08.pdf](http://www.climatechange2013.org/images/uploads/WGIAR5_WGI-12Doc2b_FinalDraft_Chapter08.pdf)
- [11] Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin, April 2017, Online, Zugriff am 05.11.2018: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben\\_Umlagen/Agora\\_Abgaben\\_Umlagen\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf)
- [12] Bundesnetzagentur (2018): Monitoringbericht 2018, Online, Zugriff am 23.01.2019: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/Presse/Mediathek/Berichte/berichte-node.html>
- [13] Ecke, J.; Göke, L. (2017): Verteilungseffekte im Stromsektor - Entwicklung, Ausblick, Handlungsbedarf, WISO diskurs, Friedrich-Ebert-Stiftung, Juli 2017, Online, Zugriff am 05.11.2018: <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/13586.pdf>
- [14] Agora Energiewende (2018): Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen für Strom, Wärme, Verkehr. Optionen für eine aufkommensneutrale CO<sub>2</sub>-Bepreisung, Berlin, November 2018
- [15] Zech M.; Lindner, B. (2018): Braucht Deutschland eine CO<sub>2</sub>-Steuer?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10, S. 36-39, 2018
- [16] EnergieStG (2018): Energiesteuergesetz vom 15.07.2006, BGBl I S. 1534, 2008 I 660; zuletzt geändert durch Artikel 1 V. v. 26.06.2018 BGBl I S. 888
- [17] Heinrich Böll Stiftung (2017): Reformoptionen für die EEG-Umlage, böll.brief, Berlin, Juni 2017, Online, Zugriff am 05.11.2018: <https://www.boell.de/de/boellbrief>

- [18] EnKliP (2017): Konzepte zur Entlastung der EEG-Umlage bzw. des Strompreises, Kiel, April 2017, Online, Zugriff am 05.11.2018:  
[https://www.enklip.de/projekte\\_61\\_2920289695.pdf](https://www.enklip.de/projekte_61_2920289695.pdf)
- [19] FÖS (2017): Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Weiterentwicklung von Abgaben und Umlagen im Energiebereich. Thesenpapier, September 2017, Online, Zugriff am 05.11.2018: [www.foes.de/pdf/2017-09-FOES-Thesen-Abgaben-Umlagen-im-Energiebereich.pdf](http://www.foes.de/pdf/2017-09-FOES-Thesen-Abgaben-Umlagen-im-Energiebereich.pdf)
- [20] E-Bridge, ZEW, TU Clausthal (2018): Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile, November 2018
- [21] Fritz, W.; Klobasa, M. (2018): Weiterentwicklung der Stromnetzentgelte: Fixere oder flexiblere Entgelte oder beides?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12 2018
- [22] Consentec; Fraunhofer ISI (2018): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende; Studie im Auftrag des BMWi, Aachen, Juni 2018
- [23] BDEW (2015): Netzentgeltsystematik Strom, Positionspapier, Berlin, April 2015, Online, Zugriff am 05.11.2018: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20150428\\_Netzentgeltsystematik\\_Strom.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150428_Netzentgeltsystematik_Strom.pdf)