

Kopernikus-übergreifende AG Regulierung

Kurzpapier

REGULATORISCHE HANDLUNGSOPTIONEN FÜR EIN KLIMANEUTRALES ENERGIESYSTEM



KOPERNIKUS
»»PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das vorliegende Kurzpapier ist das Ergebnis eines Diskussionsprozesses der Kopernikus-übergreifenden AG Regulierung und wurde von den nachfolgend dargestellten Vertreterinnen und Vertretern erstellt:

- Ariadne: Anne Held (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung), Anke Bekk (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung), Ulrich Fahl (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart), Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht), Michael Pahle (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung)
- SynErgie: Hans Ulrich Buhl, Lisa Hanny, Sebastian Rockstuhl, Felix Wagon, Martin Weibelzahl (Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement FIM und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT)
- ENSURE: Stefan Niessen (Siemens AG und TU Darmstadt, Simon Fechner (TenneT TSO GmbH), Nicola Mohringer (TenneT TSO GmbH), David Frank (Germanwatch), Eva Schmid (Germanwatch)
- P2X: Oliver Powalla (Bund für Umwelt und Naturschutz BUND), Volkmar Pflug (Siemens Energy AG)

Ort: Karlsruhe / Berlin

Datum: 28.09.2022

Inhalt

Einleitung	5
Vorgehensweise bei der Auswahl und Bewertung der Handlungsoptionen	6
Ein europäischer Emissionshandel sollte das Leitinstrument der Klimapolitik werden	8
Für ein Gelingen der Energiewende ist eine umfassende Reform des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems notwendig	12
Für die notwendige Erschließung von Flexibilitätpotenzialen ist eine langfristige Transformation sowie eine kurzfristige Weiterentwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen erforderlich	16
Fazit	22
Quellen	24
Abkürzungsverzeichnis	25

Einleitung

Ambitionierte Klimaziele, wie sie auf nationaler Ebene durch die Änderung des Klimaschutzgesetzes sowie auf europäischer Ebene durch das „Fit for 55“-Paket vereinbart wurden, erfordern effektive und umfassende Politikmaßnahmen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Gleichzeitig trägt die Dekarbonisierung wesentlich dazu bei, die strukturelle Abhängigkeit von fossilen Energieimporten stark zu reduzieren – dem weiteren, derzeit stark im Fokus stehenden Ziel von Bundesregierung und Europäischer Union (EU). Auch werden zunehmend Fragen der sozialen Gerechtigkeit und des sozialen Ausgleichs mit der Bezahlbarkeit der Energiebereitstellung als wichtige Aspekte der Energiewende thematisiert. Die Dringlichkeit für die Auswahl und Umsetzung geeigneter Politikmaßnahmen zur Erreichung der beiden Ziele war noch nie so hoch wie heute.

Vertreterinnen und Vertreter der Kopernikus-Projekte aus Wissenschaft und Praxis haben im Rahmen einer projektübergreifenden Zusammenarbeit zum Thema Regulierung beispielhaft Themenfelder und mögliche Handlungsoptionen, die zur Erreichung dieser Ziele beitragen, identifiziert, analysiert und bewertet. Die Kopernikus-Projekte bilden eine der größten deutschen Forschungsinitiativen zum Thema Energiewende. Mit ihnen fördert die Bundesrepublik über zehn Jahre die technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Umsetzung der Energiewende. Das Ziel der Kopernikus-Projekte ist eine sichere, klimafreundliche und bezahlbare Energieversorgung und betrachtet Optionen zur Dekarbonisierung aus unterschiedlichen Perspektiven heraus.

Mit diesem Papier leisten die Kopernikus-Projekte einen wichtigen Beitrag, Politikmaßnahmen aus den unterschiedlichen Perspektiven der Kopernikus-Projekte heraus integriert zu bewerten.

Perspektive Energiesystem: Das Projekt **Ariadne** analysiert in einem gemeinsamen Lernprozess zwischen Wissenschaft und Gesellschaft, wie politische Maßnahmen wirken – von einzelnen Sektoren bis hin zum großen Ganzen.

Perspektive Stromnetz: Das Projekt **ENSURE** entwickelt das Stromnetz der Zukunft.

Perspektive Synthetische Energieträger und -stoffe: Das Projekt **P2X** erforscht die Umwandlung von CO₂, Wasser und erneuerbarem Strom in Gase, Kraftstoffe, Chemikalien und Kunststoffe.

Perspektive Industrie: Das Projekt **SynErgie** untersucht, wie energieintensive Industrieprozesse flexibilisiert und so an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angepasst werden können.

Die in diesem Papier dargestellten Herausforderungen, Handlungsoptionen und Bewertungen. Die Beschreibung und Bewertung der Handlungsoptionen ist das Ergebnis einer Reihe von Workshops der Kopernikus-übergreifenden AG Regulierung, die seit Dezember 2020 durchgeführt wurden. Im ersten Schritt wurde eine gemeinsame Methodik zur Identifikation, Analyse und Bewertung von Handlungsoptionen entwickelt. Im Rahmen eines Scoping wurden zu Beginn der Aktivitäten die drei Themenbereiche **CO₂-Bepreisung, Reform der Energiepreisbestandteile** sowie **Maßnahmen zur Bereitstellung von Flexibilität** ausgewählt.

Das Papier zeigt auf, für welche Handlungsoptionen eine Kopernikus-übergreifende Position entwickelt werden konnte und in welchen Bereichen keine einheitliche Einschätzung möglich war. Im letzteren Fall erfolgt keine abschließende Priorisierung, sondern eine Darstellung der Vor- und Nachteile. Soweit möglich, wurden zudem auf Basis rechtswissenschaftlicher Untersuchungen gesetzgeberische Handlungsspielräume aufgezeigt und Leitlinien definiert, an denen sich die Reformen orientieren.

Vorgehensweise bei der Auswahl und Bewertung der Handlungsoptionen

Grundlegende Voraussetzung dafür, dass eine Handlungsoption in Betracht gezogen wurde, ist deren Effektivität im Hinblick auf den Klimaschutz. Nur Maßnahmen, die langfristig (bis 2045) zur Erreichung der Klimaziele beitragen, werden von der AG Regulierung in Betracht gezogen. Dies schließt beispielsweise Handlungsoptionen, die nur zu kurzfristigen Emissionseinsparungen führen, aber nicht zur langfristigen Zielerreichung beitragen, wie bspw. der Ersatz von Verbrennungsmotoren durch Fahrzeuge mit Hybridantrieb, aus.

Nur Handlungsoptionen, die langfristig effektiv zum Klimaschutz beitragen, kommen in Betracht.

Zudem müssen die Handlungsoptionen in der Praxis umsetzbar sein. Dies umfasst die administrative, wie auch die technische Realisierbarkeit. Gleichmaßen müssen die Handlungsoptionen rechtlich implementiert werden können, d. h. bspw. mit EU-Recht und Verfassungsrecht vereinbar sein. Des Weiteren sollte eine weitgehende Akzeptanz in der Bevölkerung für die Handlungsoptionen geschaffen werden können.

Handlungsoptionen, welche die Grundvoraussetzung erfüllen, einen langfristig effektiven Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, werden anhand von einheitlich definierten Grundprinzipien bewertet. Dabei stellen **ökonomische Effizienz** und die nachfolgend diskutierten **Gerechtigkeitsdimensionen** für die Kopenhagen-übergreifende AG Regulierung die Grundprinzipien einer Bewertung von Handlungsoptionen dar. Ökonomische Effizienz wird im Sinne von langfristig möglichst geringen Kosten im Energiesystem verstanden.

Zur Bewertung der regulatorischen Maßnahmen hinsichtlich des abstrakten Grundprinzips Gerechtigkeit werden Verteilungsgerechtigkeit sowie prozedurale Gerechtigkeit herangezogen. So sollte einerseits die Sozialverträglichkeit der Handlungsoptionen gewährleistet sein. Der Fokus liegt hierbei auf Verbraucher, die aus gesellschaftlicher und politischer Sicht als besonders vulnerabel und schützenswert erachtet werden. Andererseits werden auch die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von insbesondere im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen und den Strukturwandel in die Bewertung mit einbezogen. Das Prinzip der prozeduralen Gerechtigkeit misst, inwieweit alle Akteure im Sinne von Chancengleichheit den gleichen Zugang zu regulatorischen Instrumenten, wie bspw. Fördermechanismen, erhalten.

Ökonomische Effizienz und Gerechtigkeit wurden als Grundprinzipien bei der Bewertung der Handlungsoptionen herangezogen.

Diese Grundprinzipien finden in allen Märkten und Sektoren Anwendung und stellen den Rahmen für die Energiewende einschließlich einer Transformation der Bereiche Industrie, Strom- und Wärmeenergieerzeugung sowie Transport dar. Alle betrachteten Handlungsoptionen müssen sich daran messen lassen, inwieweit sie die Grundprinzipien erfüllen. Dabei können sowohl Synergien als auch Zielkonflikte entstehen, die eine Abwägung im Sinne einer Gewichtung der Grundprinzipien notwendig machen. Beispielsweise bei der Frage, wer Klimaschutzmaßnahmen finanziert, ist ein Abwägen zwischen Sozialverträglichkeit für vulnerable Bevölkerungsgruppen und der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erforderlich.

Aufgrund der im Rahmen der Projekte sehr unterschiedlichen Systemgrenzen der behandelten Themen kann sich auch die Bewertung im Hinblick auf ein Kriterium, beispielsweise die ökonomische Effizienz,

unterscheiden. Während alle Kopernikus-Themen zunächst in einem deutschen und europäischen Rahmen untersucht werden, zielen bspw. die P2X-Themen mit Wasserstoff und Syntheseprodukten ebenso auf eine globale Perspektive, wie Einzelthemen der anderen Projekte, etwa die Untersuchung von Flexibilitätstechnologien im Hinblick auf globale Exportchancen. Ein weiterer Punkt ist die zeitliche Dimension der Systemkosten, da sich die Bewertung teilweise stark unterscheiden kann, je nachdem, ob die gesamte Zeitspanne bis zum Erreichen der Klimaneutralität oder nur heutige Kosten betrachtet werden. Im Fokus soll bei unserer Bewertung die langfristige intertemporale Betrachtung der Effizienz und der weiteren Grundprinzipien maßgeblich sein.

Ein europäischer Emissionshandel sollte das Leitinstrument der Klimapolitik werden

Eine CO₂-Bepreisung in Form eines Emissionshandelssystems (ETS) hat die folgenden, **grundsätzlichen („theoretischen“) Vorteile**: (1) Als marktbasierendes Instrument bietet es größtmögliche Flexibilität im Hinblick auf die Wahl der Vermeidungstechnologien und kann Investitionen und Innovationen in CO₂-arme Technologien kosteneffizient anreizen. Je umfassender das ETS ist (Sektoren, Länder), desto größer sind die Kosteneffizienzpotenziale. Dabei werden zunächst die Technologien mit den aktuell kostengünstigsten Vermeidungskosten umgesetzt. (2) Wird ein Emissionshandelssystem ohne Höchstpreise umgesetzt, kann durch die Definition des Mengenziels die Zielerreichung grundsätzlich garantiert werden.

Das ETS sollte dabei zum Leitinstrument der Klimapolitik weiterentwickelt werden, wobei zur Verwirklichung der theoretischen Effizienzvorteile ein EU-weites und sektorübergreifendes ETS am sinnvollsten ist (vgl. Edenhofer et al. 2021). Das ETS kann als Leitinstrument folgende Funktionen übernehmen:

- (a) es definiert ein absolutes Maximalbudget – ggf. als Summe verschiedener Teilbudgets – noch verfügbarer THG-Emissionen und einen zeitlich strukturierten Mindestreduktionspfad, um die Erreichung der Mindestreduktionszwischenziele und Klimaneutralität im Europäischen Klimagesetz und im Rahmen des deutschen Klimaschutzgesetzes zu ermöglichen;
- (b) es setzt klare Marktsignale für die jeweilige (Einsatz-)Entscheidung von Erzeugern und Verbrauchern zugunsten fossilfreier oder jedenfalls -armer Möglichkeiten, welche durch die anderen Instrumente im Instrumentenmix möglichst verstärkt, jedenfalls soweit wie möglich unberührt bleiben soll;
- (c) es sendet den Erzeugern und Verbrauchern in der Übersetzung des Budgets in einen Zertifikatspreis ein Knappheitssignal und gibt damit für mittel- und langfristig orientierte (Investitions-)Entscheidungen ein Marktsignal für klimaneutrale oder jedenfalls klimaverträglichere Alternativen und
- (d) es ist wesentlicher Teil eines konsistenten Instrumentenmixes. Es ist darauf zu achten, dass das Zusammenspiel der Instrumente die Wirkungen (a) bis (c) möglichst verstärkt und, soweit andere gesellschaftliche Ziele verfolgt werden, im Design des Maximalbudgets oder der Preissignale bzw. im Design der weiteren Instrumente regelbasierte Mechanismen vorgesehen werden, um die Effektivität und möglichst hohe Effizienz des Instrumentenmixes zu wahren.

Um die CO₂-Bepreisung zu einem entsprechenden Leitinstrument zu machen, muss die gegenwärtige klimapolitische Architektur entsprechend weiterentwickelt werden. Aktuell stellt sich die Situation der CO₂-Bepreisung wie folgt dar: Die Energiewirtschaft und energieintensive Industrie werden über den europäischen Emissionshandel (EU ETS) reguliert. Alle Brenn- und Kraftstoffe, die nicht im EU ETS integriert sind (v. a. zum Einsatz für die Wärmeerzeugung für Gebäude und im Verkehr) werden im Rahmen des nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) reguliert.

Bei der Weiterentwicklung muss berücksichtigt werden, dass sich in der praktischen Umsetzung der CO₂-Bepreisung im Rahmen der jeweiligen ETS bisher die folgenden Probleme gezeigt haben:

- *In der Praxis können – anders als in der Theorie – die mit dem ETS verbundenen Mengenziele auf Dauer nicht sicher erreicht werden.* Einerseits zeigt sich, dass der Vollzug nicht funktioniert bzw. in bestimmten Fällen ausgesetzt wird. In osteuropäischen Mitgliedsstaaten wurde beispielsweise der Vollzug bei Unternehmen ausgesetzt, die wirtschaftlich von der Pandemie bedroht waren. Andererseits ist nicht auszuschließen, dass die Politik bei sehr hohen Preisen auch direkt in den Markt interveniert und ggf. die Mengenbegrenzung bzw. das Cap abschwächt. Im EU ETS beispielsweise ist so eine Intervention bereits vorgesehen (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 2009, Artikel 29a). Beides schwächt das Vertrauen in das Cap, was wiederum den Preis verzerrt.

- *Die langfristige Entwicklung der CO₂-Bepreisung v.a. im ETS und damit auch die Höhe der Bepreisung ist unsicher, was notwendige Investitionen und Innovationen verzögern oder sogar verhindern könnte. Je weiter die Betrachtung in die Zukunft gerichtet wird, desto unsicherer ist die Bepreisung. Hierfür gibt es zwei Gründe: (a) Unsicherheiten in den preisbestimmenden Faktoren, (b) politische Glaubwürdigkeit bzw. mögliche Eingriffe. Die hohe Unsicherheit können Unternehmen und Privatpersonen nur sehr schwer absichern bzw. Investitionen in innovative klimafreundliche Technologien werden dadurch deutlich riskanter und damit teurer.*
- *Eine CO₂-Bepreisung setzt nur bedingt Anreize für Innovationen bzw. adressiert nicht Fälle von Marktversagen im Bereich der Technologieentwicklung, das durch weitere Instrumente abgedeckt werden muss. Bei der Entwicklung von innovativen Technologien gibt es weiteres Marktversagen, z. B., dass neue Entwicklungen nicht oder nur unvollständig durch Patente vor Nachahmung geschützt werden können. Um einen „fairen“ Wettbewerb mit den schon entwickelten Lösungen zu garantieren, müssen für neue Technologien zusätzliche Anreize durch komplementäre Instrumente geschaffen werden, welche das technologiespezifische Marktversagen adressieren. Für einige Technologien gibt es diese Instrumente bereits, für viele andere fehlen sie jedoch noch.*
- *Die Steuerungswirksamkeit einer CO₂-Bepreisung hängt zudem stark von der Verfügbarkeit von Infrastrukturen ab, die noch weiter ausgebaut werden müssen. Beispielsweise erfordert die Verkehrswende gute Alternativen zum motorisierten Individualverkehr, also u. a. staatliche oder kommunale Investitionen in öffentlichen Personenverkehr und Ladeinfrastruktur, die den Umstieg auf Elektromobilität ermöglicht. Ähnliches gilt für die Infrastruktur z. B. beim Wasserstoff oder bei Carbon Capture and Storage (CCS). Ohne diese Infrastrukturen würde die CO₂-Bepreisung lediglich eine Verringerung der Nachfrage bewirken, d. h. zum Beispiel zu einer Reduktion von Mobilität führen. Dies wiederum kann der politischen Durchsetzbarkeit von höheren Preisen im Weg stehen (siehe nächster Punkt).*
- *Die politische Durchsetzbarkeit höherer Preise ist eingeschränkt, weil es noch keine geeigneten Mechanismen für den sozialen Ausgleich gibt. Eine hohe CO₂-Bepreisung bedeutet vor allem für einkommensschwache Haushalte erhebliche finanzielle Belastungen, die nicht oder nur zum Teil schon über Transferleistungen aufgefangen werden. Gleichzeitig fehlen diesen Haushalten in der Regel die finanziellen Mittel, in Klimaschutz bzw. Energieeffizienz zu investieren. Dies wiederum führt dazu, dass die Politik aus sozialen Gründen die CO₂-Bepreisung nicht oder nur in sehr geringem Umfang anhebt (vgl. Bundesregierung 2021). Entsprechend ist es hier nötig, neue und zielgerichtetere Mechanismen zum Ausgleich der Verteilungswirkungen zu implementieren.*

Diese Probleme müssen und können bei einer Weiterentwicklung der bestehenden CO₂-Bepreisungssysteme behoben werden. Andersherum kann man die notwendigen komplementären Aktivitäten (Reduzierung des Preisrisikos, zusätzliche Instrumente für Technologieentwicklung und sozialen Ausgleich, sowie Infrastrukturausbau) auch als „enabling factors“ für eine Stärkung der CO₂-Bepreisung ansehen.

Aufgrund der oben beschriebenen grundsätzlichen Vorteile sollte die CO₂-Bepreisung aus Sicht der Kopernikus-übergreifenden AG Regulierung von einem aktuell noch eher flankierenden Instrument mit bisher nicht robust nachgewiesenem Vermeidungseffekt zum Leitinstrument der Klimapolitik weiterentwickelt werden. Wesentlich dafür ist insbesondere, einen langfristig stabilen Rahmen (Mengengerüst) zu schaffen, der ein entsprechendes Vertrauen bei den Marktteilnehmern in die Ernsthaftigkeit der politischen Ziele erzeugen kann. Dies könnte durch eine Mindest-CO₂-Bepreisung bzw. durch Preiskorridore – wie im BEHG bereits angelegt – gelingen, die gleichzeitig auch die breitere Unsicherheit über die Preisentwicklung reduzieren würden. Wird andererseits ein Emissionshandelssystem ohne Mindestpreise umgesetzt, kann die Zielerreichung garantiert und gleichzeitig auf Schwankungen bei den Energiepreisen reagiert werden. Vor diesem Hintergrund wird die folgende Empfehlung abgegeben:

Die Kopernikus-übergreifende AG Regulierung empfiehlt, die CO₂-Bepreisung zum Leitinstrument weiterzuentwickeln und sie auf europäischer Ebene anzusiedeln.

Auch der Koalitionsvertrag sieht eine solche Weiterentwicklung vor. Konkret: „[Wir] unterstützen die Pläne der Europäischen Kommission zur Stärkung des bestehenden Emissionshandels und setzen uns für eine ambitionierte Reform ein. Wir setzen uns insbesondere auf europäischer Ebene für einen ETS-Mindestpreis sowie für die Schaffung eines zweiten Emissionshandels für die Bereiche Wärme und Mobilität (ETS 2) ein. Dabei ist vorzusehen, dass in den jeweiligen EU-Mitgliedstaaten ein sozialer Ausgleich stattfindet. In den 2030er Jahren soll es ein einheitliches EU-Emissionshandelssystem über alle Sektoren geben, das Belastungen nicht einseitig zulasten der Verbraucherinnen und Verbraucher verschiebt. [...] Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), [...], wollen wir auf seine Kompatibilität mit einem möglichen ETS 2 überprüfen und gegebenenfalls so anpassen, dass ein möglichst reibungsloser Übergang gewährleistet ist. Wir betrachten Energiepreise und CO₂-Preise zusammen. Angesichts des derzeitigen Preisniveaus durch nicht CO₂-Preis-getriebene Faktoren halten wir aus sozialen Gründen am bisherigen BEHG-Preispfad fest.“ (Bundesregierung 2021, S. 62–63).

Eine wesentliche Frage dabei ist allerdings, ob die Reformen angesichts der ambitionierter Klimaziele nicht schneller und mit höherer Stringenz für die CO₂-Bepreisung erfolgen sollten. Daher hat die Kopernikus-übergreifende AG Regulierung neben dem Vorschlag aus dem Koalitionsvertrag eine alternative Handlungsoption zur Weiterentwicklung der CO₂-Bepreisung in Anlehnung an Pahle et al. (2022) in die Betrachtung mit einbezogen und bewertet. Eine entsprechende Alternative zur **Option A „Koalitionsvertrag“** wäre eine **Option B „Schneller & ambitionierter“** wie folgt:

- BEHG: Der aktuelle **Preispfad wird angehoben** und die Versteigerung bzw. **der Preiskorridor wird auf das Jahr 2023 vorgezogen**.
- **Die Integration** eines möglichen neuen EU-ETS für Straßenverkehr und Gebäude („ETS-II“) in das bestehende EU-ETS erfolgt **schon geplant für das Jahr 2030 und wird entsprechend angekündigt** und nicht unbestimmt „in den 2030er Jahren“.

Die wesentlichen Risiken, die mit den beiden Optionen verbunden wären, sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Optionen sind dabei so konstruiert, dass sie die Abwägungen zwischen unterschiedlichen Handlungsstrategien aufzeigen können; für eventuelle darauf aufbauende konkretere Handlungsempfehlungen an die Politik sind auch Mischformen denkbar.

Tabelle 1 Vergleich der Risiken einer Entwicklung der CO₂-Bepreisungssysteme wie im Koalitionsvertrag vorgeschrieben (Option A) und eines ambitionierteren CO₂-Bepreisungssystems (Option B)

	Option A (Koalitionsvertrag)	Option B (schneller & ambitionierter)
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Lenkungswirkung zu niedrig (v. a. BEHG) • Getrennte Märkte faktisch nicht möglich (Marktakteure antizipieren Integration, bevor sie entschieden wird) • Risiko eines ineffizienten Zuschnitts von Sektor-/Länderzielen 	<ul style="list-style-type: none"> • Politischer Widerstand gegen schnellen Preisanstieg • Gefahr bei einem als zu schnell wahrgenommenen Anstieg: Konterkarierende Maßnahmen, welche die Wirkung der CO₂-Bepreisung „verwischen“ • Zu langsame Transformation in Sektoren mit hohen Vermeidungskosten (Gebäude/Verkehr)

Diese Risiken sollten von der Wissenschaft weiter beschrieben und hinsichtlich ihres Ausmaßes bewertet werden. Dabei müssten vor allem folgenden Fragen beantwortet werden:

- Wie viel ineffizienter ist Option A gegenüber Option B? Macht die Differenz im Verhältnis zu den Gesamtkosten überhaupt einen Unterschied?
- Wie politisch „explosiv“ ist Option B gegenüber Option A? Kann es sein, dass der politisch akzeptable CO₂-Preis doch höher ist als angenommen?
- Wie hoch ist die tatsächliche Kapazität von Märkten bzw. der Politik, bei den vorhandenen komplexen Steuerungsproblemen „gute“ Entscheidungen zu treffen und diese auch schnell umsetzen zu können?

Für ein Gelingen der Energiewende ist eine umfassende Reform des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems notwendig

Neben der CO₂-Bepreisung gibt es weitere Stellschrauben, die sich fördernd oder hemmend auf die Dekarbonisierung des Energiesystems auswirken können. Eine zentrale Stellschraube neben der CO₂-Bepreisung ist das Steuern-, Abgaben- und Umlagensystem, welches zu einer Verteuerung der Energieträger zusätzlich zum Marktpreis führt. Derzeit werden die unterschiedlichen Energieträger in sehr unterschiedlicher Höhe und mit unterschiedlichen Arten von staatlich veranlassten Preisbestandteilen belastet. Allerdings sind die Energieträgermärkte durch unterschiedliche Marktformen geprägt, die unterschiedlich stark ausgeprägte Wettbewerbselemente beinhalten.

Beim Strompreis für Haushaltskunden sind prinzipiell zwei Preiskomponenten zu unterscheiden (vgl. Abbildung 1): Marktlich bestimmte Komponenten, einschließlich Strombeschaffung und Vertrieb, sowie staatlich regulierte Belastungen, die sich wiederum in Netzentgelte (inkl. Messung und Messstellenbetrieb), Umlagen bspw. zur Finanzierung der Energiewende sowie allgemeine Steuern und Abgaben aufteilen lassen.

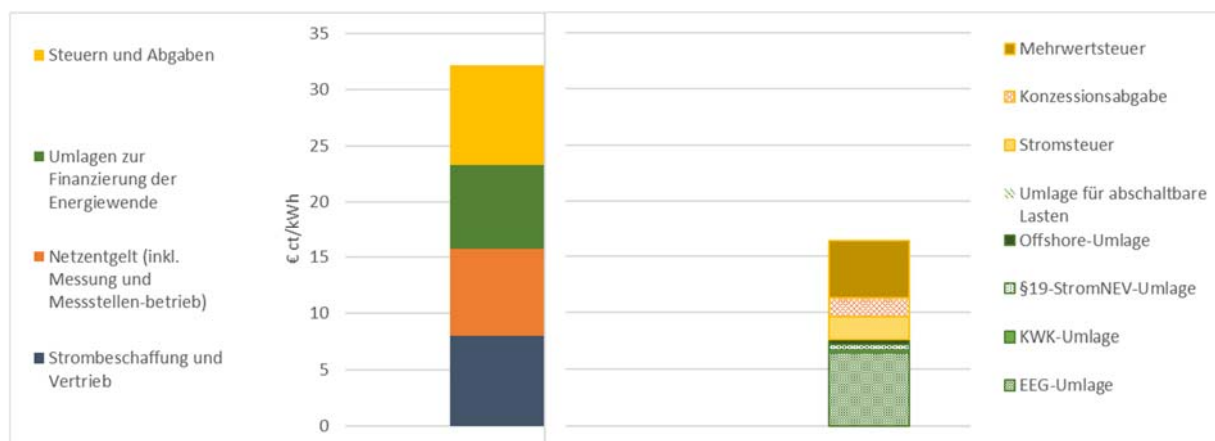


Abbildung 1 Preiskomponenten von Strom in Deutschland im Jahr 2021

Quelle: BDEW (2022)

Bezogen auf eine Kilowattstunde ist die staatlich bestimmte Belastung von Strom auch nach der bereits für den Sommer 2022 beschlossenen Abschaffung der EEG-Umlage und deren Refinanzierung über den Bundeshaushalt – auch aufgrund der unterschiedlichen Marktformen – im Vergleich mit der staatlich bestimmten Belastung bei anderen Energieträgern im Gebäudebereich am höchsten.

Betrachtet man hingegen die Belastung je Tonne CO₂, so wird deutlich, dass die Kraftstoffe Benzin und Diesel deutlich stärker mit der Energiesteuer belastet werden als Strom, Erdgas und Heizöl.¹ Die Belastung pro kWh reflektiert, ob es über die verschiedenen Energieträger hinweg Verzerrungen im Wettbewerb gibt, während sich eine Betrachtung der Belastung je Tonne CO₂ auf Verzerrungen im Bereich der Klimawirkung fokussiert.

Werden die Steuern, Abgaben und Umlagen in CO₂-Belastungen umgerechnet, so ist der Verkehr bereits sehr stark CO₂-seitig beaufschlagt, die Haushalte und der Stromsektor (und auch die Industrie) jedoch weniger stark, wie die Untersuchungen der OECD zu den Effective Carbon Rates 2021 zeigen.²

¹ Preise spiegeln das Preisniveau vor dem Ukrainekrieg wider.

² Quelle: <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/effective-carbon-rates-germany.pdf>.

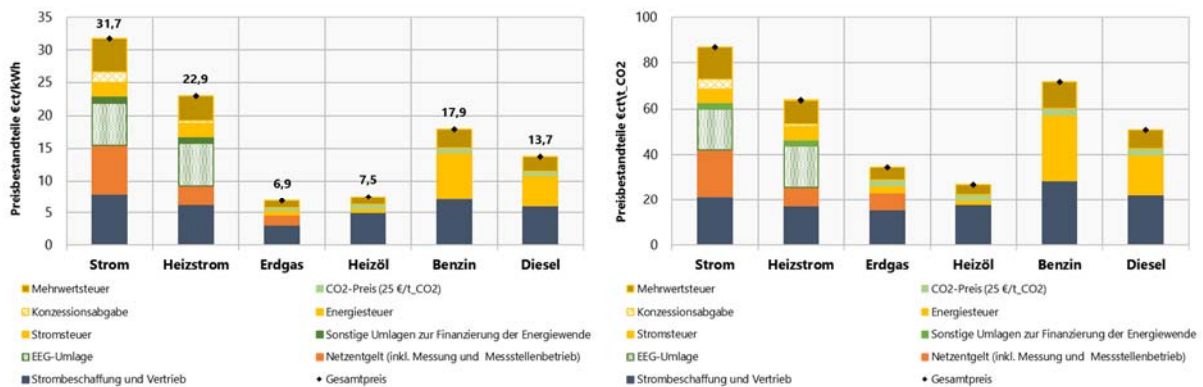


Abbildung 2 Preiskomponenten wesentlicher Energieträger

Bei der Bewertung des derzeitigen Systems aus Steuern, Abgaben und Umlagen ist zu beachten, dass die Preisbestandteile unterschiedliche Funktionen erfüllen:³

- **Finanzierungsfunktion:** Preisbestandteile dienen der Finanzierung von Staatsausgaben oder sonstigen Ausgaben im Energiesystem. Dabei kann es sich einerseits um allgemeine Staatsausgaben handeln, d. h. die Mittel fließen direkt in den Bundeshaushalt. Dies gilt z. B. für die Stromsteuer, aber auch für die Energiesteuer, bspw. auf Mineralöle, Erdgas und Kohle. Andererseits können die Mittel auch zur Deckung konkreter Ausgaben direkt im Energiesystem dienen. So finanziert die EEG-Umlage derzeit noch die Förderkosten des Erneuerbaren-Energien-Anlagen-Ausbaus und Netzentgelte refinanzieren die Kosten der Strom- bzw. Gasnetzinfrastruktur. Bei Änderungen dieser Preisbestandteile muss sichergestellt werden, dass die Finanzierung der mit ihnen verbundenen Ausgaben weiter gesichert ist. Ob das Finanzierungsinteresse des Staates aus dem Energiesektor heraus oder über andere Einnahmequellen gedeckt wird, ist dabei eine offene Frage.
- **Lenkungsfunktion:** Preisbestandteile entfalten zudem Lenkungswirkungen. Im Energiebereich werden sie bspw. genutzt, um Anreize für Energieeffizienz oder Klimaschutz zu setzen. So verfolgte die im Rahmen der ökologischen Steuerreform 1999 eingeführte Energiesteuer (und Stromsteuer) – neben der Finanzierungsfunktion, siehe oben – unter anderem das Ziel der Verteuerung von Energie zum Anreiz einer Reduzierung des Energieverbrauchs.
- **(Um-)Verteilungsfunktion:** Steuern, Abgaben und Umlagen führen zu unterschiedlichen Belastungen verschiedener Akteursgruppen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Entlastungen bestimmter Gruppen oder Energieträger zu höheren Belastungen in anderen Bereichen führen. So ist beispielsweise die stärkere Belastung fossiler Energieträger mit Nachteilen für energieintensive Industrien im internationalen Wettbewerb gegenüber Konkurrenten ohne entsprechende Regelungen verbunden, deren Prozesse noch nicht dekarbonisiert sind.

Wesentliche Merkmale des aktuellen Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems sind die folgenden:

- Die heutige Struktur von Steuern, Entgelten, Abgaben und Umlagen im Energiebereich ist historisch gewachsen. Neben einer Vielzahl von Preiskomponenten, die vor allem im Strombereich der Refinanzierung unterschiedlicher und nur teilweise wettbewerblich geregelter Ausgaben dienen, zeichnet sie sich durch eine Vielzahl von Befreiungs- und Entlastungstatbeständen aus. Sie dienen u. a. der Technologieförderung oder Abmilderung von als unzumutbar erachteten Belastungen, insbesondere für im internationalen Wettbewerb stehende Wirtschaftsunternehmen. Letztere sind, da sie sowohl falsche klimapolitische Anreize setzen als auch das Verursacherprinzip vernachlässigen können, kritisch zu hinterfragen und ggfs. unter Wahrung der (internationalen) Wettbewerbsfähigkeit anzupassen, wofür auch Alternativen, wie z. B. eine Technologieförderung über Carbon Contracts for Differences (CCfDs), in Betracht gezogen werden

³ Im Preis für Strombeschaffung und Vertrieb ist bereits eine CO₂-Preiskomponente enthalten (ETS).

sollten. Wie beim Leitinstrument CO₂-Bepreisung sollte auch bei der Neugestaltung des Steuern-, Abgaben- und Umlagesystems in Deutschland die klima- und umweltpolitische Anreizwirkung unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und der Sozialverträglichkeit im Fokus stehen.

- Das heutige Steuern-, Abgaben- und Umlagesystem hat im Gegensatz zu den beiden Emissionshandlungssystemen einen starken kWh-Bezug. Da die Energieträger jedoch eine unterschiedliche Emissionsintensität aufweisen, wird die Lenkungswirkung hinsichtlich des Klimaschutzes damit verzerrt (vgl. Abbildung 2).⁴
- Die Belastungen der Energieträger mit Strom- bzw. Energiesteuer sind unterschiedlich (vgl. Abbildung 2). Im Wärmebereich haben Gas und Heizöl bezogen auf den Energieeinsatz einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Wärmepumpen, da die Stromsteuer bei 2,05 ct/kWh liegt, die Energiesteuer und CO₂-Bepreisung auf Erdgas in Summe in 2022 jedoch nur bei 1,096 ct/kWh (in 2025 1,550 ct/kWh). Aus Investorenperspektive betrachtet führt die deutlich bessere Effizienz der Wärmepumpe bezogen auf die bereitgestellte Nutzenergie zu einer Belastung bei elektrischen Wärmepumpen von ca. 0,5 ct/kWh, während sie für einen Erdgas-Brennwertkessel bei ca. 1,1 ct/kWh liegt.
- Infrastruktur-, Förderkosten bei erneuerbaren Energien und sonstige Kosten wurden bisher auf die betroffenen Energieträger umgelegt. Da die Stromnetzentgelte auch in Folge der Abnahmestruktur insbesondere für Haushaltskunden bezogen auf die kWh sehr hoch sind, wirkt sich dies negativ auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen aus.
- Das bestehende System ist vor allem auf den Fremdbezug von Energieträgern ausgelegt.
- Das derzeitige System setzt wenig Anreize für die Erschließung von nachfrageseitiger Energieflexibilität. Insbesondere im Bereich Strom können die hohen, nicht-dynamischen Preisbestandteile, wie Netzentgelte, hemmend wirken.⁵

Eine Umgestaltung des Steuern-, Abgaben- und Umlagesystems – ergänzend zum Leitinstrument CO₂-Bepreisung – erscheint zur Erreichung unterschiedlicher Funktionen, wie z. B. der Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems oder dem Abbau von Marktverzerrungen, Marktimperfectionen und Hemmnissen, welche die Diffusion von CO₂-Vermeidungstechnologien behindern, notwendig. Neben dem Abbau von Hemmnissen und Barrieren besteht auch die Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit von klimafreundlichen Technologien besserzustellen. So fordert auch der Bundesrat eine grundlegende Reform für ein möglichst verteilungsgerechtes, volkswirtschaftlich effizientes System aller (inkl. der staatlich induzierten) Preisbestandteile im Energiebereich mit Lenkungswirkung für klimafreundliche Energieträger.⁶ Dabei muss immer auch der **Finanzierungsfunktion** der Preisbestandteile Rechnung getragen werden. Sollte diese, aufgrund einer Senkung der Preisbestandteile, nicht mehr erfüllt werden können, müssen andere Finanzierungsoptionen eingeführt werden. Zudem muss der Einfluss der Reform auf die **Lenkungswirkung berücksichtigt** werden. Ein Senken der Strompreise kann zwar einerseits die Marktdurchdringung von Sektorkopplungstechnologien fördern, andererseits aber, je nach Preiselastizität der Nachfrage, auch Anreize für höheren Stromverbrauch setzen und so das Energieeffizienzziel konterkarieren. Solche möglichen Wechselwirkungen müssen, genau wie die Verteilungswirkungen und die Wechselwirkungen mit der derzeit durch Knappheiten geprägten Angebotsseite, vor Einführung einer Reform geprüft werden.

⁴ Neben der Energieintensität könnten die Effective Carbon Rates der OECD als Indikator herangezogen werden.

⁵ Zusätzlich dazu beinhaltet die Netzentgeltverordnung weitere Hemmnisse für den Einsatz von Flexibilität, wie z. B. die Regelung zu individuellen Netzentgelten. Hier können Unternehmen ab einer Benutzungsstundenzahl von ≥ 7000 erhebliche Netzentgeltreduktionen ($\leq 90\%$) erzielen. Da die Benutzungsstundenzahl der Quotient aus Arbeit und Lastspitze ist, senkt ein Flexibilitätseinsatz die Benutzungsstundenzahl üblicherweise, wodurch Unternehmen Gefahr laufen, ihre Netzentgeltreduktionen durch Flexibilitätseinsatz zu verlieren.

⁶ Vgl. Bundesrat (2021)

Für eine systematische Reform der staatlich induzierten Preisbestandteile zu Erreichung eines volkswirtschaftlich effizienten Gesamtsystems sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Reform des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems muss im **Gesamtkontext** der Energie- und Klimapolitiken⁷ betrachtet werden, immer unter Berücksichtigung der Finanzierungsströme. So lassen sich die Wirkungen der Reform einzelner Preisbestandteile auf die Finanzierungsfunktion sowie Lenkungs- und Verteilungswirkung erst im Gesamtkontext beurteilen. Bspw. werden durch das BEHG staatliche Einnahmen generiert, die zur Kompensation von wegfallenden Preisbestandteilen mit Finanzierungsfunktion, wie der EEG-Umlage, verwendet werden können. Gleichzeitig wird die Reduktion der Abgabenlast für Strom im Rahmen der bereits beschlossenen Abschaffung der EEG-Umlage und Refinanzierung über den Haushalt auch als Kompensationsmaßnahme für vulnerable Verbraucher als Ausgleich einer höheren CO₂-Belastung im Rahmen des BEHG diskutiert.-Ferner wirkt sich das System staatlich induzierter Preisbestandteile auf Anreize für Flexibilitäten aus.
- Für die Bewertung und Einordnung der Reformoptionen ist zudem die **zeitliche Perspektive** zu berücksichtigen, da sich die Bewertung je nach politischer Präferenz und veränderter Situation im Fortschritt der Energiewende ändern kann. So müssen sowohl im Stromsektor und damit verbundenen Sektoren (grüner Wasserstoff) die Knappheiten auf der Angebotsseite inkl. Systemintegration beseitigt als auch Anreize auf der Nachfrageseite gesetzt werden. Dabei können zum Beispiel auch Anreize für Sektorenkopplungstechnologien über die staatlichen Strompreisbestandteile notwendig sein, obwohl dies negative Auswirkungen auf Anreize zur effizienten Stromnutzung hätte. Sobald sich diese Technologien am Markt etabliert haben, könnte die Abgabenlast für Strom wieder erhöht werden, um Effizienz anzureizen. Andererseits ließen sich die für die Dekarbonisierung notwendigen Sektorenkopplungstechnologien auch mit direkten Förderinstrumenten anreizen.

Viele dieser Argumente sind aufgrund der Zielkonflikte diskussionswürdig und werden in der AG Regulierung unterschiedlich bewertet. Nichtsdestotrotz ist die Kopernikus-übergreifende AG Regulierung der Überzeugung, dass eine Umgestaltung des aktuellen Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems notwendig ist. Zielsetzung des Systems sollte es sein, eine möglichst eindeutige Klima- und umweltpolitische Lenkungswirkung zu entfalten und gleichzeitig eine möglichst verursachungsgerechte Refinanzierung der Kosten bei Beibehaltung der Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Hierfür müssen die Lenkungswirkung verzerrende Tatbestände, wie Vergünstigungen und Befreiungen, überprüft und ggfs. unter Wahrung der (internationalen) Wettbewerbsfähigkeit abgebaut bzw. durch Alternativen, wie z. B. CCfDs, ersetzt werden. Gleichzeitig muss die Finanzierung der notwendigen Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien langfristig sichergestellt werden. Hemmnisse nachfrageseitiger Flexibilität müssen abgebaut werden und die Energiesteuerbelastung von Gas und Heizöl sollte entsprechend der CO₂-Intensität bzw. der externen Kosten der Brennstoffe angepasst werden.

Bei der Bewertung einzelner Handlungsoptionen ist es unabdingbar, dass die Verteilungswirkungen beachtet werden und ein Ausgleich gegen soziale Härten oder bei Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie geschaffen wird. Dabei sollten Transparenz und Lenkungswirkung möglichst gewährleistet werden. Vor diesem Hintergrund sind bestehende Ausnahmetatbestände zu prüfen. Alternativen sind Maßnahmen zum Ausgleich als unzumutbar bewerteter Belastungen einzelner Akteursgruppen außerhalb des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems. Beispiele hierfür sind Maßnahmen eines Carbon-Leakage-Schutzes, eines Green Spending, oder die Einführung eines Klimageldes.

Jede Umgestaltung des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems muss im europäischen Kontext gestaltet werden. So sind sowohl bestehende europäische Regularien als auch definierte energie- und klimapolitische Ziele zu berücksichtigen.

⁷Der Gesamtkontext umfasst zudem die internationale Dimension. So müssen einerseits die Vorgaben aus Europa berücksichtigt werden, wie bspw. Mindeststeuersätze der Energiesteuerrichtlinie (RL 2003/96/EG), andererseits sollte sich das neue System hinsichtlich der Lenkungswirkungen insbesondere in den europäischen Kontext einfügen und internationale Verteilungswirkungen berücksichtigen.

Für die notwendige Erschließung von Flexibilitätspotenzialen ist eine langfristige Transformation sowie eine kurzfristige Weiterentwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen erforderlich.

Mit der Energiewende hat sich Deutschland zum Ziel gesetzt, das gegenwärtige Energiesystem in ein weitgehend CO₂-freies und auf Energieeffizienz basierendes Energiesystem zu transformieren. Der Umbau des Energiesystems bringt Herausforderungen mit sich, die nur durch zielgerichtete Transformationen und vor allem durch Integration über alle Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität) sowie über alle Anwendungsbereiche (Haushalt, Industrie, Handel, Kleingewerbe und Verkehr) bewältigt werden können. Dies bedarf einer engen Verzahnung zwischen technischer Entwicklung, politischen und regulatorischen Gestaltungsentscheidungen, organisatorischen Anpassungen sowie entsprechenden Einstellungs- und Verhaltensanpassungen von Individuen, Unternehmen und anderen Akteuren in Bezug auf Motivation, Akzeptanz und den tatsächlichen Energieverbrauch.

Bislang lag der Fokus bei der Transformation des Energiesystems insbesondere auf dem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten. Die Grundvoraussetzung für einen sehr hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist die Integration von Flexibilitätsoptionen (im weiteren Sinne) in das Energiesystem, um zeitliche und räumliche Schwankungen der Energiebereitstellung und -nachfrage ausgleichen zu können. Hierfür bedarf es eines optimierten Einsatzes aller Systemelemente, der Lastmanagement, Netzausbau, Engpassmanagement und den Einsatz geeigneter Speicher und Power-to-X-Technologien an der „richtigen“ Stelle und zum „richtigen“ Zeitpunkt kombiniert. Darüber hinaus hat die Anzahl (teils neuer) Marktakteure stark zugenommen, woraus sich ein unmittelbarer Bedarf zur kurzfristigen Anpassung des regulatorischen Rahmens sowie zur langfristigen Umgestaltung des Strommarktdesigns ergibt.

Optionen für eine langfristige Transformation des Strommarktdesigns zur Erschließung von Flexibilität

Der rasche und deutliche Ausbau erneuerbarer Energien mit dem gleichzeitigen Kohle- und Atomausstieg ist ein zentraler Baustein für das Erreichen der politischen energie- und klimapolitischen Ziele. Die zunehmend volatile und dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien (mit sehr geringen variablen Kosten) stellt das gegenwärtige Strommarktdesign allerdings vor erhebliche Herausforderungen. Aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Gesellschaft und Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit besteht die Gefahr, dass insbesondere der Netzausbau nicht mit derselben Geschwindigkeit wie der Ausbau erneuerbarer Energien voranschreiten wird. Aus diesem Grund gewinnen komplementierende Flexibilitäten für ein aktives Management von Netzengpässen deutlich an Bedeutung. Aufgrund von unzureichenden Anreizstrukturen werden bestehende Flexibilitätspotenziale aktuell jedoch nicht vollumfänglich genutzt und auch Investitionen in neue, energieflexible Technologien bleiben in vielen Fällen aus. Neben regulatorisch bestimmten Komponenten, wie beispielsweise der Vielzahl „starrer“ Steuern, Abgaben und Umlagen, welche Flexibilität hemmen, bietet auch die Ausgestaltung des gegenwärtigen Strommarktdesigns unzureichende Anreize für Investitionen in und den Einsatz von Flexibilität.

Eine Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktdesigns mit dem Ziel der erfolgreichen Integration eines rasch steigenden Anteils erneuerbarer Energien unter Nutzung dringend benötigter Flexibilitätspotenziale ist notwendig.

Es bedarf daher einer Weiterentwicklung des Strommarktdesigns, um den veränderten Rahmenbedingungen und Anforderungen eines hohen Anteils erneuerbarer Energien durch den zielgerichteten Einsatz von Flexibilität zu begegnen (Ashour Novirdoust et al., 2021). Im Folgenden werden zwei mögliche Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns vor dem Hintergrund der Erschließung von Flexibilitätspotenzialen beleuchtet:

Handlungsoption A besteht in der Beibehaltung des gegenwärtigen Einheitspreissystems – als Sonderfall eines zonalen Systems – unter Ausweitung des bestehenden Engpassmanagements. Unter einem zonalen System wird dabei die marktliche Zusammenfassung einer Vielzahl an Netzknoten zu einer einheitlichen Preiszone verstanden (Maurer et al., 2018; Weibelzahl, 2017). Der Zonenpreis ist dann für alle Netzknotenpunkte innerhalb einer Zone identisch und Netzrestriktionen innerhalb einer Zone werden beim Spotmarkthandel nicht berücksichtigt. Liegt lediglich eine einzelne Preiszone vor, spricht man von einem Einheitspreissystem, wie beispielsweise im Fall von Deutschland und Luxemburg.

Handlungsoption B zur Gestaltung eines zukünftigen Strommarktdesigns unter Berücksichtigung des Flexibilitätsbedarfes und von Netzrestriktionen ist ein Übergang in ein Nodalpreissystem. In diesem werden Preise für jeden Netzknoten im Stromsystem berechnet. Die Knotenpreise spiegeln den Wert von Strom am jeweiligen Ort unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen wider (Maurer et al., 2018; Weibelzahl, 2017). Folglich steigen in Zeiten von Netzengpässen die Preise an Netzknoten mit einem Nachfrageüberhang (d. h. die Stromnachfrage ist lokal größer als das vorherrschende Stromangebot) und sinken tendenziell an Knoten mit einem Nachfragedefizit (d. h. die Stromnachfrage ist lokal geringer als das vorherrschende Stromangebot).

In den Tabelle 2 und Tabelle 3 ist eine Gegenüberstellung beider Handlungsoptionen unter Berücksichtigung der Kriterien *Effizienz* (unterschieden in *Betrieb* und *Investition*) und *Gerechtigkeit* dargestellt.

Tabelle 2 Gegenüberstellung regulatorischer Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns anhand des Bewertungskriteriums Effizienz (Betrieb)

Bewertungskriterium	Handlungsoption A: Beibehaltung des Einheitspreissystems unter Stärkung des Engpassmanagements	Handlungsoption B: Transformation hin zu einem Nodalpreissystem
Effizienz Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexität der Preissignale: Einheitliches Marktpreissignal ist weniger komplex und schafft Transparenz über den Systemzustand der Zone • Transparenz bei der Marktpreisbildung: Aktuell intransparenter Berechnungsalgorithmus • Marktergebnisse sind im Fall von Netzengpässen nicht direkt physikalisch realisierbar, daher Netz- und Systemsicherungsmaßnahmen zur Auflösung von Netzengpässen notwendig • Ein verzögerter Netzausbau bei gleichzeitigem Ausbau von erneuerbaren Energien würde zu einem erhöhten Engpassmanagement-Bedarf führen. Ohne Anpassung der Marktorganisation müssten wachsende Anteile an Flexibilitätsoptionen zentral durch VNB/ÜNB gesteuert werden • Lokales Marktmacht-Risiko: Bei Einführung eines Redispatchmarktes Potenzial für regionale Marktmacht. Daher sind zusätzliche Maßnahmen zum Eindämmen erforderlich. • Gaming-Risiko: Bei Einbeziehung der Nachfrageseite in den Redispatch kann die Einführung eines entsprechenden Marktes erforderlich werden (mit Anreizen für Inc-Dec-Spiele).⁸ 	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexität der Preissignale: Unterschiede in den Marktpreisen an verschiedenen Orten könnten von deutschlandweit aktiven Marktteilnehmern als „komplex“ wahrgenommen werden • Transparenz bei der Marktpreisbildung: Gestaltung und Einführung eines neuen Berechnungsalgorithmus mit perspektivisch höherer Transparenz über den Algorithmus • Preise spiegeln (Übertragungs-)Netzengpässe wider, Marktergebnisse sind physikalisch realisierbar und Ressourcen im Stromsystem können effizient allokiert werden. Reduzierte Kosten für begleitende Netz- und Systemsicherungsmaßnahmen, z. B. Redispatch und Einspeisemanagement • Lokales Marktmacht-Risiko: Potenzial für regionale Marktmacht bei strukturellen Übertragungsengpässen mit erhöhten Strompreisen und negativen Auswirkungen auf Investitionen. Daher sind zusätzliche Maßnahmen zum Eindämmen erforderlich.

⁸ In Inc-Dec-Spielen bieten beispielsweise Nachfrager engpassverstärkend: In Regionen mit einer Überschusseinspeisung werden Nachfrager durch niedrige Gebote auf dem Spotmarkt nicht bezuschlagt und lassen sich erst im Redispatch hochregeln (Richstein et al., 2018).

Tabelle 3 Gegenüberstellung regulatorischer Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns anhand der Bewertungskriterien Effizienz (Investition) und Gerechtigkeit

Bewertungskriterium	Handlungsoption A: Beibehaltung des Einheitspreissystems unter Stärkung des Engpassmanagements	Handlungsoption B: Transformation hin zu einem Nodalpreissystem
Effizienz Investition	<ul style="list-style-type: none"> • Liquider Markt sorgt für belastbaren Referenzpreis mit Bezug auf Knappheiten und Flexibilitätsbedarfe in der gesamten Zone, wenn Marktteilnehmer erwarten, dass die bestehende Preiszone mittel- bis langfristig unverändert bleibt. Dies kann Investitionsrisiken reduzieren. • Fehlende lokale Preissignale z. B. für Nachfrageflexibilität, wo diese am dringendsten benötigt wird. Dies kann bei Netzengpässen innerhalb einer Zone zu Fehlanreizen führen. Räumliche Investitionsanreize (bspw. in erneuerbare Energien und Flexibilität) müssen durch zusätzliche Maßnahmen geschaffen werden, da zonale Preise grundsätzlich keine Information für regional differenzierte Investitionsentscheidungen beinhalten. • Beziehungen zu weiteren Märkten, z. B. zu Termin- bzw. Kurzfristmärkten und internationalen Strommärkten, bleiben stabil. 	<ul style="list-style-type: none"> • Liquidität je Knoten verhältnismäßig gering. Zusätzliche Instrumente zur Investitionssicherung notwendig (z. B. im Sinne liquider Trading Hubs). • Lokale Preissignale für Investitionsentscheidungen für Anlagen an Orten mit Netzengpässen. Zumindest für erneuerbare Energien ergänzende Hedging-Instrumente notwendig (wie auch im Einheitspreissystem). • Unsichere Investitionssignale insbesondere bei lokalen und leicht behebbaren Netzengpässen (die Behebung kann die Rentabilität einer Investition stark beeinflussen) möglich. Stabile Investitionssignale bei strukturellen Netzengpässen. • Bedarf an Koordination mit EU-Partnern im gesamteuropäischen Verbundnetz, von denen viele ähnliche Herausforderungen und Interessen haben. • Kosten der Anpassung an ein neues Marktdesign wie bspw. (Weiter-)Entwicklung von Werkzeugen zur Entscheidungsunterstützung und Marktteilnahme.
Gerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Großhandelsstrompreis ist im gesamten Marktgebiet identisch. • Verteilungswirkungen: Die Kosten des Engpassmanagements werden durch Vergemeinschaftung so verteilt, dass Einheitspreis erhalten bleibt. Teilweise hohe Unterschiede bestehen derzeit bei den Netzentgelten, die je nach Ausgestaltung erhalten bleiben können. • Zentrale Herausforderungen: Die genaue Ausgestaltung von Redispatch ist im Einheitspreissystem von hoher Bedeutung für die (prozedurale) Gerechtigkeit, u. a. mit Blick auf Anlagenauswahl (z. B. Ausschreibungen und Auktionsdesign) sowie Teilnahmebedingungen (z. B. Erzeuger vs. Verbraucher oder Anlagengröße), um Inc-Dec-Spiele im Rahmen des Redispatch zu vermeiden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bei einem Vorliegen von Netzengpässen ergeben sich unterschiedliche Knotenpreise. • Verteilungswirkungen: Knotenpreise können zu unterschiedlichen Belastungen, z. B. von Haushalten, führen. Ein verzögerter Netzausbau bei Vorliegen starker Netzengpässe verstärkt Preisdifferenzen grundsätzlich. Stündliche Variationen gleichen sich tendenziell und im Jahresmittel (langfristig) an (in Deutschland führt Windkraft zu geringeren Gestehungskosten im Norden, Solar tendenziell zu geringeren Gestehungskosten im Süden). • Zentrale Herausforderungen: Es besteht ein möglicher Zielkonflikt zwischen der Anreizwirkung für Flexibilität und Auswirkungen auf die Verteilungsgerechtigkeit. Während langfristige Preisdifferenzen Anreize zur Standortwahl von Verbrauchern/Flexibilitäten setzen können, sind einige Verbrauchertypen wie z. B. Haushalte oder Supermärkte nicht flexibel in der Standortwahl. Folglich sollten Kompensationsmechanismen zum Schutz vulnerabler Verbraucherinnen und Verbrauchern zusätzlich angewandt werden. Eine Möglichkeit bieten Financial Transmission Rights (FTRs), die es den Marktteilnehmenden ermöglichen, zusätzliche Renten zu erhalten.

Insgesamt ist der Erfolg eines zukünftigen Strommarktdesigns mit dem Ziel einer bestmöglichen Nutzung von erneuerbaren Energien unter Erschließung dringend benötigter Flexibilitätspotenziale immer abhängig von der genauen Ausgestaltung des entsprechenden Systems sowie begleitender politischer Maßnahmen („Details matter“) (Ashour Novirdoust et al., 2021). Aus diesem Grund muss der Übergang in ein zukunftsfähiges Strommarktdesign unter aktiver Einbindung relevanter Stakeholder (z. B. aus Industrie, Energiewirtschaft, Gesellschaft etc.) erfolgen. Die Kopernikus-Projekte sehen einen dringenden Bedarf, dieses Thema auch in einer möglichen dritten Förderphase weiter zu vertiefen und an entsprechenden Lösungsvorschlägen zu arbeiten.

Optionen für kurzfristige regulatorische Änderungen für den dezentralen Flexibilitäts-einsatz auf Verteilnetzebene

Bereits kurzfristig werden regulatorische Änderungen für den dezentralen Flexibilitäts-einsatz auf Verteilnetzebene benötigt. Diese umfassen

- a) eine gezielte Weiterentwicklung der Anreizregulierung (bzw. zukünftig Festlegungen der Bundesnetzagentur über Anreizwirkungen auf Verteilnetzebene), welche auch Investitionen in innovative Technologien berücksichtigt, die den Einsatz von Flexibilität innerhalb der bestehenden Netzinfrastruktur zusätzlich zum Netzausbau fördern;
- b) die Entwicklung von Anreizmechanismen für die netz-, system-, und marktdienliche Steuerung dezentraler Verbraucher auf Verteilnetzebene.

Zur Erschließung wichtiger Flexibilitätspotenziale müssen Anreize für Investitionen in innovative (Netz-)Technologien geschaffen werden.

Anreize für Investitionen in innovative Technologien zur intelligenten Netznutzung, die zur Stabilität und Nachhaltigkeit der Stromversorgung durch einen gezielten Einsatz von Flexibilitätspotenzialen beitragen, spielen eine immer wichtigere Rolle. Solche Anreize sind jedoch in der bestehenden Anreizregulierungsverordnung nur unzureichend berücksichtigt. Beispielsweise existiert für betriebskostenintensive Lösungen der Netzbetreiber, wie bspw. ein entgeltlicher Abruf von Flexibilität, keine angemessene Kostenanerkennung außerhalb des Basisjahres. Auch im Allgemeinen werden durch die Regulierungssystematik kapitalkostenintensive Lösungen –typischerweise konventionelle Netzinfrastruktur – bevorzugt. Grund hierfür ist zum einen, dass Investitionen inklusive einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in die Erlösobergrenze eingehen, und zum anderen, dass der Kapitalkostenaufschlag Netzbetreibern eine unmittelbare Refinanzierung unabhängig vom Basisjahr ermöglicht.

Eine angemessene Berücksichtigung innovativer Technologien bei der Berechnung der Erlösobergrenzen der Netzbetreiber ist auch hinsichtlich der im Abschnitt zur Vorgehensweise genannten Kriterien als vorteilhaft zu bewerten.

- Eine Anpassung der gegenwärtigen Anreizmechanismen hätte eine **positive Klimawirkung** zur Folge: Durch die Entwicklung und Implementierung neuer Technologien kann die Netzstabilität auch bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien gewährleistet werden.
- Auch hinsichtlich der **Kosteneffizienz** entstehen Vorteile, da die Kosten für den Netzbetrieb im Vergleich zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen reduziert werden könnten. Gleichzeitig könnte der Wettbewerb befördert und somit Kosteneffizienz im Kontext des Netzbetriebes gesteigert werden. Gleichwohl könnte die Implementierung innovativer Ansätze, z. B. zur intelligenten Netznutzung, die Komplexität zur Steuerung der jeweiligen Netzebene erhöhen. In Summe kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Berücksichtigung innovativer Technologien im Rahmen der Anreizregulierung nicht zu Mehrkosten führen würde.
- Dies ist auch im Sinne der Sozialverträglichkeit und im Hinblick auf das Kriterium **Gerechtigkeit** als positiv zu bewerten.

Insgesamt stellt der Abbau von Hemmnissen für Investitionen in innovative Technologien aus der Sicht der AG Regulierung eine No-regret-Option dar, deren Umsetzung einen positiven Beitrag zur Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur leisten kann. Dies gilt beispielsweise ebenso mit Blick auf regulatorische Rahmenbedingungen bei der Flexibilitätsbeschaffung zum Zwecke des Engpassmanagements.

Auf Verteilnetzebene sollten Anreizmechanismen für die netz-, system-, und marktdienliche Steuerung dezentraler Verbraucher entwickelt werden.

Die zunehmende Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und der Mobilität stellt den Betrieb der Stromverteilnetze bereits heute und voraussichtlich noch stärker in der Zukunft vor enorme Herausforderungen. Da die zugrundeliegenden Technologien (z. B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge) zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zählen, entsteht aber auch die Möglichkeit, sie gezielt zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur Reduzierung von Netzengpässen einzusetzen (Klempp et al., 2021). Die gezielte Steuerung dezentraler Verbrauchseinrichtungen könnte zukünftig einen wertvollen Beitrag zur Entlastung insbesondere der unteren Netzebenen sowie zur bestmöglichen Nutzung des volatilen Dargebotes erneuerbarer Energien leisten.

Prinzipiell können nicht-marktbasierte und marktbasierte Ansätze zur steuerbaren Integration von Verbrauchseinrichtungen auf Verteilnetzebene unterschieden werden:

- Nicht-marktbasierte Ansätze: Bisher haben die Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, nach § 14a EnWG auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen zuzugreifen. Diese Regelung genauso wie ein Referentenentwurf des BMWi zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) aus der letzten Legislaturperiode (2017-2021) stellen nicht-marktbasierte Ansätze dar. Sie können eine netzdienliche Steuerung dezentraler Verbrauchseinrichtungen im Sinne einer Spitzenlastglättung sowie eine verpflichtende Abregelung der Leistung im Falle von Netzengpässen vorsehen.
- Marktbasierte Ansätze: Alternativ zu solch Ansätzen könnten marktbasierte Anreizmechanismen zur Integration dezentraler steuerbarer Verbrauchseinrichtungen eingesetzt werden. Marktbasierte Anreizmechanismen sollen in Abhängigkeit der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und unter Berücksichtigung von (Verteil-)Netzrestriktionen gezielte Anreize für den flexiblen Betrieb dezentraler steuerbarer Verbrauchseinrichtungen setzen. Sie können so ausgestaltet werden, dass diese Faktoren die Preisbildung unmittelbar bestimmen. Auf der Grundlage marktbasierter Anreizmechanismen könnten somit Wärmepumpen oder Ladestationen für Elektrofahrzeuge bei erhöhtem Stromangebot aus erneuerbaren Energien zugeschaltet werden. Ausgestaltungsoptionen von marktbasierter Ansätzen sind bspw. dynamische (Netz-)Entgelte oder lokale Flexibilitätsmärkte.

Marktbasierte Ansätze bieten im Vergleich zu nicht-marktbasierten Ansätzen folgende Vor- und Nachteile:

- Marktbasierte Anreizmechanismen können zur besseren Integration von erneuerbaren Energien eingesetzt werden und durch die vermiedene Abregelung den Anteil erneuerbarer Energien im Erzeugungsmix erhöhen. Dadurch können Emissionen vermindert werden, was zu einer vergleichsweise besseren **Klimawirkung** führt.
- Durch die verpflichtende Abregelung zur Spitzenlastglättung haben die o. g. nicht-marktbasierten Ansätze negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in steuerbare Verbrauchseinrichtungen und tragen nicht zur Erschließung dringend benötigter Energieflexibilitätspotenziale bei. Entsprechende Eingriffe können zudem negativ auf die Akzeptanz entsprechender Ansätze wirken. Demgegenüber kann mittels präventiver marktbasierter Anreizmechanismen die Häufigkeit von Netzeingriffen zur Gewährleistung der Netzstabilität verringert werden, sodass sich diese auf seltene Ausnahmefälle beschränken. Gleichzeitig können marktbasierte Ansätze energieflexibles Verbrauchsverhalten gezielt anreizen. Durch die Erschließung der Energieflexibilitätspotenziale dezentraler Verbrauchseinheiten können Gesamtsystemkosten eingespart werden (z. B. durch eine gesteigerte Nutzung erneuerbarer Energien). Marktbasierte Ansätze können sich somit

positiv auf die **Kosteneffizienz** auswirken. Kosten entstehen bei marktbasierter Ansätzen hingegen durch die notwendigen Investitionen in digitale Informations- und Kommunikationstechnologien. Diese sind u. a. für die enge Koordination zwischen Netzbetreibern sowie zur Bewältigung der Komplexität der Marktmechanismen notwendig. Zudem könnten potenzielle Nebeneffekte, wie Möglichkeiten und Anreize zu strategischem Bietverhalten führen (z. B. Inc-Dec-Gaming).

→ Während die niedrigeren Gesamtsystemkosten hinsichtlich Fairness und **Gerechtigkeit** positiv zu bewerten sind, kann strategisches Bietverhalten einen negativen Einfluss haben.

Es existiert somit eine Vielzahl an Faktoren, die Auswirkungen auf die Effektivität, Kosteneffizienz und auf Gerechtigkeitsaspekte haben und somit bei einer detaillierten Ausgestaltung von Handlungsoptionen zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zu berücksichtigen sind.

Abschließend sei mit Blick auf die Bewertung und Diskussion regulatorischer Handlungsoptionen zur Bereitstellung von Flexibilität darauf hingewiesen, dass tiefgreifende Emissionsreduktionen auch außerhalb des Stromsektors zu erzielen sind und eine massive Transformation der Energieverbräuche im Transport-, Industrie- und Gebäudesektor, die derzeit mehr als die Hälfte der energiebedingten Emissionen ausmachen, erfordern. Hierbei besteht erheblicher Koordinationsbedarf hinsichtlich der Transformation und Integration der technologischen, wirtschaftlichen, politischen und sozialen Teilsysteme. Die Umsetzung der Entwicklungen in den aus Systemsicht jeweils erforderlichen Zeiträumen setzt eine gezielte Ausgestaltung der erforderlichen Innovations- und Diffusionsprozesse mit den entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen voraus, sodass die Gestaltung des erforderlichen Umfeldes zentraler Erfolgsfaktor ist. Hier sind neben systemanalytischer Modellierung und Integration die Ausgestaltung eines integrierten Marktdesigns und Energieträger-übergreifender Rahmensetzungen – von einzelnen Netzentwicklungsplänen zur sektorübergreifenden Systemplanung von Klimaneutralitätsnetzen – für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft entscheidend.

Fazit

Zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele ist der Einsatz effektiver und umfassender Politikmaßnahmen erforderlich. Im Rahmen eines intensiven Diskussionsprozesses haben Vertreterinnen und Vertreter der Kopernikus-Projekte aus Wissenschaft und Praxis Themenfelder und mögliche Handlungsoptionen aufgezeigt und analysiert.

Die Diskussion der klimapolitischen Handlungsoptionen aus unterschiedlichen Perspektiven stellt einen notwendigen Prozess zur Umgestaltung des Energiesystems dar.

- Ein schrittweises Vorgehen, in dem zunächst eine wertfreie Beschreibung der Handlungsoptionen erarbeitet und erst im zweiten Schritt eine Bewertung vorgenommen wird, hat sich als zielführend herausgestellt. Die klare und bewusste Trennung beider Schritte im Diskussionsprozess hat zur Verbesserung des Verständnisses der unterschiedlichen Positionen beigetragen.
- Der geführte Diskussionsprozess hat gezeigt, dass die Vertreterinnen und Vertreter aufgrund ihrer verschiedenen Perspektiven zu unterschiedlichen Bewertungen kommen und daher unterschiedliche Handlungsoptionen priorisieren. Im Falle unterschiedlicher Bewertungen konnten jedoch Leitlinien entwickelt werden, an denen sich die Ausgestaltung der Handlungsoptionen orientieren sollten.
- Eine Weiterführung des Diskurses, idealerweise basierend auf dem hier angewandten Vorgehen, ist daher unbedingt erforderlich und sollte auf weitere Themenbereiche ausgeweitet werden.

Inhaltlich konnten die folgenden Positionen erarbeitet werden:

Ein europäischer Emissionshandel sollte das Leitinstrument der Klimapolitik werden.

- Die Kopernikus-übergreifende AG Regulierung empfiehlt, die CO₂-Bepreisung zum Leitinstrument weiterzuentwickeln und im Rahmen des Emissionshandels auf europäischer Ebene zu verankern. Über die Definition eines absoluten Maximalbudgets sowie eines zeitlich strukturierten Mindestreduktionspfads für Emissionen sollten klare und stabile Marktsignale für Investitionsentscheidungen gesetzt werden.
- Da die bestehenden Emissionshandelssysteme nur bedingt Anreize für Innovationen setzen und sonstige Marktversagen im Bereich der Technologieentwicklung nicht adressiert werden, sind flankierende Instrumente zur Adressierung dieser Probleme notwendig.
- Der europäische Emissionshandel sollte jedoch aus Sicht der Kopernikus-übergreifenden AG Regulierung das wesentliche Element eines konsistenten Instrumentenmix darstellen.

Für ein Gelingen der Energiewende ist eine umfassende Reform des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems notwendig.

- Eine zentrale Stellschraube neben der CO₂-Bepreisung ist das Steuern-, Abgaben- und Umlagensystem, das zu einer Belastung der Energieträger zusätzlich zum Marktpreis mit staatlich induzierten Preisbestandteilen führt.
- Eine Umgestaltung des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems erscheint bspw. zur Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems oder zum Abbau von Marktverzerrungen, Marktimperfectionen und Hemmnissen, welche die Diffusion von CO₂-Vermeidungstechnologien behindern, notwendig.

Gleichzeitig besteht auch die Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit von klimafreundlichen Technologien zu verbessern.

- Die finale Bewertung der Reformoptionen ist komplex. Entlastungen bestimmter Gruppen oder Energieträger können bspw. zu höheren Belastungen anderer Gruppen führen. Zudem bestehen Zielkonflikte. So könnte ein Absenken regulatorischer Strompreisbestandteile zwar einerseits die Marktdurchdringung von Sektorkopplungstechnologien fördern, andererseits aber, je nach Preiselastizität der Nachfrage, auch Anreize für höheren Stromverbrauch setzen und so das Energieeffizienzziel konterkarieren.
- Die Bewertung der Handlungsoptionen ist aufgrund der Zielkonflikte diskussionswürdig und führt in der AG-Regulierung zu unterschiedlichen Empfehlungen, auch aufgrund verschiedener Projektschwerpunkte. Die Kopernikus-übergreifende AG Regulierung entwickelte daher Leitlinien, an denen sich die Reformen orientieren sollten.

Die Kopernikus-übergreifende AG Regulierung ist der Auffassung, dass eine Umgestaltung des aktuellen Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems notwendig ist. Zielsetzung des Systems sollte es sein, eine möglichst eindeutige klima- und umweltpolitische Lenkungswirkung zu entfalten und gleichzeitig eine möglichst verursachergerechte Refinanzierung der Kosten bei Beibehaltung der Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Hierfür müssen die Lenkungswirkung, verzerrende Tatbestände, wie Vergünstigungen und Befreiungen, überprüft und gegebenenfalls unter Berücksichtigung der (internationalen) Wettbewerbsfähigkeit abgebaut bzw. ersetzt werden. Vor diesem Hintergrund sind bestehende Ausnahmetatbestände zu prüfen. Alternativen sind Maßnahmen zum Ausgleich als unzumutbar bewerteter Belastungen einzelner Akteursgruppen außerhalb des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems.

Für die notwendige Erschließung von Flexibilitätspotenzialen ist eine langfristige Transformation sowie die kurzfristige Weiterentwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen erforderlich.

Eine zentrale Voraussetzung für einen hohen Anteil erneuerbarer Energien ist die Integration von Flexibilitätsoptionen in das Energiesystem. Hierfür bedarf es eines optimierten Einsatzes aller Systemelemente, der Lastmanagement, Netzausbau, Redispatch und der Einsatz geeigneter Speicher und Power-to-X-Technologien an der „richtigen“ Stelle und zum „richtigen“ Zeitpunkt kombiniert.

- Eine Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktdesigns mit dem Ziel der erfolgreichen Integration eines rasch steigenden Anteils erneuerbarer Energien unter Nutzung von Flexibilitätspotenzialen ist notwendig. Dabei bieten sowohl die Weiterentwicklung des heutigen Einheitspreissystems als auch die Transformation hin zu einem Nodalpreissystem Vor- und Nachteile, die im Hinblick auf Effizienz und Gerechtigkeit einander gegenübergestellt wurden.
- Unabhängig von der Wahl des Systems ist die genaue Ausgestaltung des entsprechenden Systems sowie der begleitenden politischen Maßnahmen wichtig („Details matter“). Aus diesem Grund muss der Übergang in ein zukunftsfähiges Strommarktdesign unter aktiver Einbindung relevanter Stakeholder (z. B. aus Industrie, Energiewirtschaft, Gesellschaft etc.) erfolgen. Die Kopernikus-Projekte sehen einen dringenden Bedarf, dieses Thema auch in einer dritten Förderphase weiter zu vertiefen und an entsprechenden Lösungsvorschlägen zu arbeiten.
- Bereits kurzfristig sollten zur Erschließung dringend benötigter Flexibilitätspotenziale Anreize für Investitionen in innovative (Netz-)Technologien geschaffen werden. Auf Verteilnetzebene sollten zudem Anreizmechanismen für die Steuerung dezentraler Verbrauchseinrichtungen entwickelt werden.
- Abschließend sei mit Blick auf die Bewertung und Diskussion regulatorischer Handlungsoptionen zur Bereitstellung von Flexibilität darauf hingewiesen, dass tiefgreifende Emissionsreduktionen auch außerhalb des Stromsektors zu erzielen sind und eine massive Transformation der Energieverbräuche im Transport-, Industrie- und Gebäudesektor, die derzeit mehr als die Hälfte der energiebedingten Emissionen ausmachen, erfordern.

Quellen

- Ashour Novirdoust, A., Bhuiyan, R., Bichler, M., Buhl, H. U., Fridgen, G., Fugger, C., Gretschnko, V., Hanny, L., Knörr, J., Neuhoff, K., Neumann, C., Ott, M., Richstein, J. C., Rinck, M., Röhrich, F., Schöpf, M., Sitzmann, A., Wagner, J [Johannes], & Weibelzahl, M. (2021). *Electricity Market Design 2030-2050: Moving Towards Implementation*. Whitepaper. <https://doi.org/10.24406/FIT-N-640928>
- Ashour Novirdoust, A., Bichler, M., Bojung, C., Buhl, H. U., Fridgen, G., Gretschnko, V., Hanny, L., Knörr, J., Maldonado, F., Neuhoff, K., Neumann, C., Ott, M., Richstein, J. C., Rinck, M., Schöpf, M., Schott, P., Sitzmann, A., Wagner, J [Johannes], Wagner, J [Jonathan], & Weibelzahl, M. (2021). *Electricity Spot Market Design 2030-2050*. Whitepaper. <https://doi.org/10.24406/fit-n-621457>
- BDEW (2022). BDEW-Strompreisanalyse Januar 2022, verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/220124_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2022_24.01.2022_final.pdf (abgerufen 26.04.2022)
- Bundesrat (2021). EntschlieÙung des Bundesrates - Nachhaltige Finanzierung von Energiewende und Klimaschutz durch systematische Reform der Abgaben und Umlagen im Energiesektor, Drucksache 93/21 (Beschluss). [https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2021/0001-0100/93-21\(B\).pdf?__blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2021/0001-0100/93-21(B).pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bundesregierung (2021): Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP. Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>
- Edenhofer, Ottmar, Mirjam Kosch, Michael Pahle, and Georg Zachmann. 2021. "A Whole-Economy Carbon Price for Europe and How to Get There. Policy Contribution 06/2021." <https://www.bruegel.org/wp-content/uploads/2021/03/PC-06-2021-090321.pdf>
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2009): Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0029&from=EN>
- Klempp, N., Guthoff, F., Häbig, P., Heilmann, E., Schulz, M., & Hufendiek, K. (2021). Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten? TGZ In Energy im Auftrag von Transnet BW GmbH.
- Maurer, C., Zimmer, C., & Hirth, L. (2018). *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich: Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. Consentec GmbH; Neon Neue Energieökonomik GmbH. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.html>
- Pahle, M.; Kosch, M.; Knopf, B.; Flachsland, C.; Edenhofer, O. (2022): Eckpunkte und no-regret Maßnahmen für die Weiterentwicklung der CO₂-Bepreisung auf deutscher und europäischer Ebene. Ariadne-Hintergrund. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne-Hintergrund_WeiterentwicklungCO2-Bepreisung_Februar2022.pdf
- Richstein, J. C., Neuhoff, K., & May, N. (2018). *Europe's power system in transition: How to couple zonal and locational pricing systems?* DIW. <http://hdl.handle.net/10419/184675>
- Weibelzahl, M. (2017). Nodal, zonal, or uniform electricity pricing: how to deal with network congestion. *Frontiers in Energy*, 11(2), 210–232. <https://doi.org/10.1007/s11708-017-0460-z>

Abkürzungsverzeichnis

BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCfDs	Carbon Contracts for Differences
CCS	Carbon Capture and Storage
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissionshandelssystem
EU ETS	Europäischer Emissionshandel
EuGH	Gerichtshof der Europäischen Union
FTRs	Financial Transmission Rights
kWh	Kilowattstunde
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz