

Regulatorischer Rahmen für die Sektorenkopplung in den vom Strukturwandel betroffenen Tagebauregionen

Rechtswissenschaftliches Kurzgutachten

ERSTELLT VON

Yasin Yilmaz
Dennis Nill
Simon Schäfer-Stradowsky

IM AUFTRAG DER

Innovationsregion Lausitz (iRL) GmbH

Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary	4
2	Ausgangslage und Zielsetzung	6
2.1	Ausgangslage in der Region Lausitz	6
2.2	Zielsetzung des rechtswissenschaftlichen Kurzgutachtens	7
3	Rechtliche Rahmenbedingungen und Hemmnisse für den Strombezug und die Nutzung der “grünen” Eigenschaft von EE-Strom im Kontext der Sektorenkopplung	8
3.1	Stromnebenkosten bei Netzstrombezug und Ausnahmeregelungen	8
3.1.1	Stromnetzentgelte und daran gekoppelte Kosten	12
3.1.2	Stromsteuer	13
3.1.3	EEG-Umlage	14
3.1.4	Besondere Privilegierungen für das Gewerbe	14
3.2	Stromnebenkosten bei direktem Strombezug und Ausnahmeregelungen	15
3.2.1	Stromnetzentgelte und daran gekoppelte Kosten	18
3.2.2	Stromsteuer	18
3.2.3	EEG-Umlage	18
3.3	Keine “grüne”/dekarbonisierende Eigenschaft von EE-Strom bei Netzstrombezug	19
4	Rechtspolitische Möglichkeiten zur Überwindung der Hemmnisse durch die Stromnebenkosten	22
4.1	Neue Ausnahmeregelungen bei einzelnen Strompreisbestandteilen	22
4.1.1	Stromnetzentgelte und daran gekoppelte Kosten	24
4.1.2	Stromsteuer	27
4.1.3	EEG-Umlage	27
4.2	Experimentierklausel	28
4.2.1	Gestaltungsmöglichkeiten	30
4.2.2	Vereinbarkeit mit Verfassungs- und Europarecht	31
4.3	Schaffung eines Sonderfördergebiets	32
4.3.1	Gestaltungsmöglichkeiten	33
4.3.1	Vereinbarkeit mit Verfassungs- und Europarecht	34
5	Rechtspolitische Möglichkeiten zur Überwindung der Hemmnisse durch den Verlust der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom	38
5.1	Einführung eines neuen Vermarktungsmodells	39
5.2	Flexibilisierung der Wechselfrist	39
5.3	Marktintegration	40
6	Literaturverzeichnis	41

Abkürzungsverzeichnis

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drs.	Bundestagsdrucksachen
CO₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEG 2017	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU-ETS	EU-Emissionshandel
EuG	Gericht der Europäischen Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
GG	Grundgesetz
GWh	Gigawattstunde
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
km	Kilometer
Kohlekommission	Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
Mt	Megatonne (= 1.000.000 t)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
PtX	Power-to-X
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
t	Tonne

1 Executive Summary

Den Braunkohleregionen steht im Zuge des anvisierten Kohleausstiegs ein umfassender Strukturwandel bevor. Ende des Jahres 2015 gründete die Unternehmerschaft der Lausitz als Reaktion auf die Abschaltentscheidung erster Kraftwerksblöcke in Jänschwalde die Innovationsregion Lausitz GmbH mit dem Zweck, aus der Region heraus unternehmerische Antworten auf diesen Strukturwandel mit Betrieben und Innovationspartnern der Region zu erarbeiten. Derzeit entwickelt die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung („Kohlekommission“) Vorschläge für Maßnahmen zur sozialen und strukturpolitischen Entwicklung der Kohleregionen. In einem Zwischenbericht wurden erste Leitlinien dargelegt; dabei kommt u.a. der Transformation der Energiewirtschaft im Zuge der Energiewende eine besondere Rolle zu.

Der Strukturwandel bietet auch Chancen. Die Braunkohleregionen bieten ein geeignetes Umfeld zur Erprobung zukunftsweisender Energietechnologien. Teil des Umbaus in diesem Strukturwandel ist der weitere Ausbau der Erneuerbaren sowie insbesondere die Schaffung neuer Wertschöpfungsketten, u.a. durch neue Nutzungsformen der grünen Energie vor Ort und deren Integration in bestehende Industrieprozesse. Um die Chancen des Strukturwandels aufzugreifen, wird ein hochgradig innovationsfreundliches Umfeld benötigt. Wie eine Reihe der Innovationsprojekte der Innovationsregion Lausitz und ihrer Partner gezeigt haben, bestehen insbesondere im Energiewirtschaftsrecht dafür jedoch zahlreiche Hemmnisse. Entsprechende Handlungsspielräume könnten laut Kohlekommission durch regulatorische Ausnahmeregelungen geschaffen werden. Darunter fallen neben Realaboren auch Experimentierklauseln als Instrument zur praxisnahen Erprobung und Weiterentwicklung neuer Technologien.

Das vorliegende juristische Kurzgutachten gibt einen Überblick über den gegenwärtigen regulatorischen Rahmen und diskutiert Möglichkeiten zur Überwindung der vorhandenen Hemmnisse. Nicht vertieft wird dabei die Option der Einführung einer allgemeingültigen CO₂-Bepreisung. Ein solcher Systembruch wäre zwar sektorenübergreifend spürbar und würde die Energiewende voraussichtlich deutlich beschleunigen. Kehrseite dieses Ansatzes wäre aber eine Verschlechterung der Wettbewerbsbedingungen von Industrieproduktion in den Braunkohleregionen und Deutschland insgesamt – auch im Vergleich zu den europäischen Nachbarländern und weltweit. Eine Umsetzung ist zudem auf absehbare Zeit wegen der damit verbundenen politischen und rechtlichen Hürden nicht zu erwarten. Dahingegen haben die einzelnen Privilegierungstatbestände der staatlich veranlassten Strompreisbestandteile schon immer bestimmte Arten der Stromnutzung bevorzugt, ohne vergleichbare Schwierigkeiten aufzuweisen. Einzelne Änderungen in diesem Bereich sind mit wesentlich geringeren Hürden verbunden, sodass sich ein genauerer Blick hierauf lohnt. Im Einzelnen werden in diesem Gutachten folgende Optionen vorgestellt:

Neue Ausnahmeregelungen bei einzelnen Strompreisbestandteilen: Die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile sehen oft Privilegierungen für bestimmte Formen des Verbrauchsverhaltens vor. Diese Tatbestände können derart weiterentwickelt werden, dass netz- und systemdienliches Verbrauchsverhalten zur Verbesserung der Systemintegration volatiler Stromerzeugung berücksichtigt werden. Insbesondere der Sektorenkopplung kommt hier eine besondere Bedeutung zu, die EE-Strom auch dargebotsabhängig beziehen und in andere dekarbonisierte Energieträger umwandeln kann. Im Ergebnis würde ein neuer Wirtschaftszweig geschaffen, der durch eine verstärkte Energieeffizienz, besser integriertes Lastmanagement und gesteigerter Nutzung erneuerbarer Energien zur Energieversorgung in der Region beiträgt. Die allgemein abstrakte Vorteilsgewährung ist aber nicht konkret auf die Regionen zugeschnitten, weshalb sich die Umsetzung im Rahmen der Experimentierklausel anbietet.

Experimentierklausel: Durch die Schaffung einer Verordnungsermächtigung in der Form einer Experimentierklausel könnten bestimmte innovative Technologien für die Dauer des jeweiligen Experiments energiewirtschaftsrechtlich bevorteilt werden, z. B. durch eine Reduzierung einzelner Stromnebenkosten. Die Teilnehmer am Experiment könnten in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt werden, wobei die Zuschlagskriterien bevorzugt auf eine direkte Auswirkung auf die lokale Wertschöpfung, einen hohen Dekarbonisierungsbeitrag, eine hohe Netz- und Systemdienlichkeit, einen hohen Innovationsgrad sowie einen hohen Beitrag zur Energieeffizienz des Vorhabens abstellen könnten. Ein regionaler Bezug zu Braunkohleregionen und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in Sektorenkopplungsanwendungen wären insbesondere auch durch die Inbezugnahme einer innovativen EE-Stromveräußerungsform berücksichtigungsfähig.

Schaffung eines Sonderfördergebiets: Alternativ hierzu besteht die Möglichkeit der Schaffung eines Sonderfördergebiets. Der entscheidende Vorteil gegenüber einer Experimentierklausel liegt darin, dass die Förderung von bestimmten Regionen im Vordergrund steht und die Überwindung regulatorischer Hürden nicht nur im Bereich der Energiewirtschaft, sondern auch in allen anderen Wirtschaftszweigen denkbar sind. Dies ist besonders für die Last-Erzeugungsintegration und den Cross-Sektor-Ansatz von Interesse. Durch attraktive Ansiedlungsbedingungen könnte eine zusätzliche Förderung des Wirtschaftswachstums und damit des angestrebten Umbaus der regionalen Wirtschaft bewirkt werden. Dies wäre ein enormer Beitrag für die ganzheitliche Bewältigung der mit dem Strukturwandel verbundenen Herausforderungen. Das Sonderfördergebiet könnte sich einerseits durch den Charakter einer „Sonderwirtschaftszone“ und andererseits durch den Charakter eines Clusters mehrerer Reallabore (Modellregion) auszeichnen. Die zweite Variante könnte durch die Nutzung der Experimentierklausel (siehe vorangegangener Vorschlag) in unterschiedlichen Reallaboren der Region entstehen. Beide Optionen sind für die Bewältigung der Probleme in den Braunkohleregionen gleichermaßen geeignet.

Innovative EE-Stromvermarktung: Neben den zuvor genannten Optionen zur Senkung der Strombezugskosten besteht eine besondere Chance darin, die Zahlungsbereitschaft und das Nachfragebedürfnis von Kundengruppen für EE-Strom, der über das Versorgungsnetz bezogen wird, zu bedienen. Netzstrom weist keine „grüne“ bzw. dekarbonisierende Eigenschaft auf, da sich EE-Strom im Zeitpunkt der Netzeinspeisung mit „Graustrom“ vermischt und damit grundsätzlich insgesamt energiewirtschaftsrechtlich als „grau“ behandelt wird. Damit entgeht eine direkte Wertschöpfung, die direkt über den Nachfragemarkt erschlossen werden kann. Insbesondere Sektorenkopplungsanlagen sind für eine geeignete Auslastung auf Netzstrombezug angewiesen, können aber mit Netzstrom keine dekarbonisierten Produkte herstellen. Hierfür könnte die Direktvermarktung des EEG weiterentwickelt werden, sodass die „grüne“ Eigenschaft mithilfe von „sortenreinen“ Bilanzkreisen nachgewiesen werden kann. Damit von der Anpassung eine zielgenaue regionale Steuerungswirkung zugunsten der Braunkohleregionen ausgeht, kann eine Integration in die Experimentierklausel oder eine Umsetzung als EEG-Pilot angedacht werden.

Generell gilt, dass die gebietsspezifischen Maßnahmen (Experimentierklausel, Sonderfördergebiet) zur Förderung der Braunkohleregionen für den Zeitraum des Strukturwandels angedacht sind. Sie müssen ausreichend sein, um die Anlageninvestitionen zu refinanzieren und sie sollen lokale Wertschöpfungsketten aufbauen, die nachhaltig sind. Im Hinblick auf die Erprobung von regulatorischen Rahmenbedingungen in Reallaboren muss ein zusätzliches Ziel solcher Vorhaben sein, Konzepte zu erproben, die dann allgemein bundes- und europaweit zur Umsetzung und Weiterentwicklung der innovativen Energienutzung etabliert werden können.

2 Ausgangslage und Zielsetzung

2.1 Ausgangslage in der Region Lausitz

Neben Nordrhein-Westfalen ist Brandenburg Deutschlands bedeutendstes Braunkohleförderland. Im Süden des Landes liegt das Braunkohlerevier Lausitz. Die geförderte Kohle versorgt Kraftwerke in ganz Mitteleuropa mit Energie. Brandenburg ist Stromexportland: Ein Großteil des in der Lausitz gewonnenen Stroms wird an Abnehmer außerhalb Brandenburgs verkauft. Die Braunkohleförderung stellt daher eine wichtige Ertragsquelle dar. Zahlreiche Arbeitsplätze in Brandenburg hängen direkt und indirekt von der Braunkohleindustrie ab.¹

Doch den Kohleregionen steht ein umfassender Strukturwandel bevor. In Diskussion steht nicht mehr das „Ob“, sondern das „Wann“ eines Braunkohleausstiegs. Die Bundesregierung schuf im Juni 2018 die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (oft nur Kohlekommission genannt).² Sie hat den Auftrag, Vorschläge für den Kohleausstieg sowie Maßnahmen zur sozialen und strukturpolitischen Entwicklung der Kohleregionen zu entwickeln. Der Abschlussbericht der Kommission inklusive eines Enddatums für die Braunkohleförderung wird für Ende 2018 erwartet; ein Zwischenbericht wurde am 25. Oktober 2018 veröffentlicht.³

Grundlage aller Überlegungen ist das Ziel, „Chancen für eine nachhaltige wirtschaftliche Dynamik mit qualitativ hochwertiger Beschäftigung“ zu eröffnen. Der Zwischenbericht der Kohlekommission identifiziert die Transformation der Energiewirtschaft als ein zentrales Handlungsfeld für Maßnahmen zur Begleitung des Strukturwandels. In den Braunkohleregionen sollten deshalb zukunftsweisende Energietechnologien gefördert werden.

Die Lausitz könnte zu einem weltweiten Schaufenster dafür werden, wie die Energiewende zu einer Chance für Technologie- und Innovationsführerschaft unter Rahmenbedingungen des internationalen Wettbewerbs wird. Das Potenzial dafür ist vorhanden: Die Lausitz besticht durch große Expertise im Bereich energieintensiver Produktion sowie Energietechnik und ist ein wichtiger Standort für die Erzeugung erneuerbarer Energie. Die vorhandenen Strukturen aus universitärer Forschung, Unternehmen und existierender Netzinfrastruktur sowie die Perspektive auf ein neues Fraunhofer Institut für Speichertechnologien⁴ bieten geeignete Rahmenbedingungen zum Aufbau neuer Wertschöpfungsketten.

Voraussetzung hierfür wird jedoch sein, den Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort weiter voranzutreiben. Zusätzlich müssen aber auch lokale Wertschöpfungsketten gesichert bzw. auf Basis innovativer Energietechnologien und Systemlösungen neu aufgebaut werden. Auch hier kann an bestehende Projekte in der Lausitz und sicher auch in den anderen Braunkohleregionen angeknüpft werden. Die Umsetzung neuer Speicher- und Sektorenkopplungstechnologien (wie Power-to-Gas und Power-to-Heat) wird bereits in Forschungsprojekten in der Region erprobt.⁵ Darüber hinaus bietet sich die Region zwischen den Metropolen Dresden, Berlin und Leipzig mit ihren Städten und

¹ Der Bundesverband Braunkohle nennt für die Lausitz eine Zahl von 8.639 Beschäftigten im Jahr 2017 (vgl. <https://www.braunkohle.de/126-0-Beschaeftigtenzahlen.html>). Diese Zahl entspricht zu gut einem Prozent der Gesamtbeschäftigten von 834.579 in Brandenburg (vgl. <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/BasisZeitreiheGrafik/Bas-Beschaeftigte.asp?Ptyp=300&Sageb=13001&creg=BBB&anzwer=2>).

² Bundesregierung, Beschluss vom 6. Juni 2018, Einsetzung der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung.

³ Kohlekommission, Zwischenbericht zu möglichen Maßnahmen zur sozialen und strukturpolitischen Entwicklung der Braunkohleregionen, Beschluss vom 25.10.2018, S. 38.

⁴ Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 2018.

⁵ z. B. im Projekt „SoViel: Sektorenkopplung - Vier Infrastrukturen, eine optimale Lösung?“ der Brandenburgischen Technischen Universität.

ländlichen Räumen hervorragend als Pilotstandorte für die neuesten Systemlösungen (Demand Side Management, „Smart City“) an.

2.2 Zielsetzung des rechtswissenschaftlichen Kurzgutachtens

Ziel des Kurzgutachtens ist es, den beteiligten Akteuren vor Ort einen Überblick über den gegenwärtigen regulatorischen Rahmen zu geben und Möglichkeiten zur Überwindung der vorhandenen Hemmnisse aus einer rechtswissenschaftlichen Perspektive aufzuzeigen. Das Gutachten soll sowohl für die Entwicklung konkreter Projekte als auch der Beteiligung am politischen Diskurs einen Beitrag liefern, in einem konstruktiven Zusammenspiel innovativer Projektideen vor Ort und der Schaffung eines innovationsfördernden regulatorischen Rahmens durch die Bundesebene Chancen des Strukturwandels aufzugreifen und so zu dessen Gelingen beizutragen. Die detaillierte Analyse und systemische Bewertung wirtschaftlicher Folgen auf Projekte oder konkrete Umsetzungen sind im weiteren Verlauf der Diskussion zu vertiefen.

In einem ersten Schritt werden in diesem Gutachten die wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen und Hemmnisse für die Nutzung von Strom im Kontext der Sektorenkopplung dargestellt. Dabei wird zwischen dem direktem Strombezug aus einer Stromerzeugungsanlage und dem Bezug über ein Versorgungsnetz (Netzstrombezug) differenziert. Die Differenzierung hat sowohl Auswirkungen auf die unterschiedliche Behandlung beim Strombezugspreis (Abgaben, Steuern und Umlagen) als auch auf die Qualität des bezogenen Stromprodukts. Zwischen einzelnen PtX-Technologien wird differenziert, soweit der Rechtsrahmen dahingehend unterscheidet.

Auf Basis der identifizierten Hemmnisse werden sodann qualifizierte (rechts-)politische Handlungsoptionen dargestellt. Es werden insgesamt vier verschiedene Lösungswege präsentiert. Eine wesentliche Zielebene aller Lösungsvorschläge ist eine enge regionale Bindung. Besondere Aufmerksamkeit liegt dabei auf Handlungsoptionen, die Anreize für eine regionale Erzeugung und netz- und systemdienliche Nutzung des EE-Stroms vor Ort und eine Ansiedlung von (industriellen) Nutzern setzen. Hinsichtlich des Nutzungspfades wird der Schwerpunkt auf die Wärmenutzung im Gebäude gelegt. Aber auch Möglichkeiten für die Nutzung von EE-Wasserstoff und EE-Methan werden erläutert.

Vor dem Hintergrund der Erfahrung der Projektarbeit der letzten drei Jahre in der Lausitz und der angetroffenen Hemmnisse stellt dieses Gutachten eine zu diesem Zeitpunkt entscheidende Expertise zu diesem für den Strukturwandel in den Braunkohleregionen sehr wichtigen Innovationsfeld bereit. Das Gutachten gibt einen Überblick ohne Anspruch auf Vollständigkeit weder hinsichtlich des möglichen Spektrums von Ansätzen noch der Bewertung einzelner Auswirkungen. Es stellt keine Festlegung des Auftraggebers auf einzelne Handlungsoptionen oder Lösungsansätze dar. Das Gutachten beinhaltet keine Analyse der Auswirkung der Handlungsoptionen auf einzelne Projekte oder deren wirtschaftlichen Kontext – eine notwendige Analyse, die im Rahmen der weiteren Entwicklung der Vorhaben noch erfolgen muss. Das Gutachten eröffnet aber Handlungsoptionen für die politische Gestaltung eines innovationsfördernden energierechtlichen Rahmens für den Strukturwandel.

3 Rechtliche Rahmenbedingungen und Hemmnisse für den Strombezug und die Nutzung der “grünen” Eigenschaft von EE-Strom im Kontext der Sektorenkopplung

In diesem Kapitel werden die wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen und Hemmnisse für den Strombezug und die Nutzung der “grünen” Eigenschaft von EE-Strom im Kontext der Sektorenkopplung dargestellt. Auf dieser Grundlage werden in den darauffolgenden Kapiteln Lösungsvorschläge präsentiert.

Auf eine bezogene Strommenge fallen neben den Kosten für die Stromerzeugung staatlich veranlasste Strompreisbestandteile an. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang Netzentgelte und daran gekoppelte Kosten, die Stromsteuer und die EEG-Umlage. Anknüpfungspunkt für deren Entstehung ist oft der Letztverbrauch des Stroms.⁶ In vielen Fällen sind neben dem Entstehungstatbestand auch gesetzliche Privilegierungen vorgesehen, die dazu führen, dass die jeweilige Abgabe reduziert wird oder gänzlich entfällt. Die konkrete Höhe der Stromnebenkosten hängt dabei stark von der jeweiligen Strombezugskonstellation ab. Netzstrombezug ist mit erheblich mehr Abgaben belastet als der Strombezug direkt aus einer EE-Anlage.

3.1 Stromnebenkosten bei Netzstrombezug und Ausnahmeregelungen

Beim Netzstrombezug erfolgt der Strombezug über ein Versorgungsnetz i. S. v. § 3 Nr. 16 EnWG⁷. Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die wesentlichen Stromnebenkosten und die jeweiligen Ausnahmeregelungen bei Netzstrombezug. Zur Veranschaulichung wird dabei zwischen dem Strombezug von PtX-Anlagen/Stromspeichern (Tabelle 1) und dem Strombezug von stromkostenintensiven Gewerben (Tabelle 2) differenziert. Dies hat den Hintergrund, dass einige Privilegierungstatbestände nur für bestimmte Gewerbe gelten. Nach dem hier zugrunde gelegten PtX-Begriff wird nur die Umwandlung von Strom in andere Energieträger (Sektorenkopplung) erfasst. Im Anschluss an die Tabellen werden die Einzelheiten der wesentlichen Stromnebenkosten erläutert.

⁶ Zum Begriff des Letztverbrauchs siehe § 3 Nr. 25 EnWG bzw. § 3 Nr. 33 EEG 2017. Auch Stromspeicher und PtX-Anlagen „verbrauchen“ neben den Verluststrommengen Strom, sodass deren Betreiber grundsätzlich als Letztverbraucher eingeordnet werden.

⁷ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist.

Tabelle 1: Stromnebenkosten von PtX-Anlagen/Stromspeichern bei Netzstrombezug

	Netzentgelte und daran gekoppelte Kosten	Stromsteuer	EEG-Umlage
PtX-Anlagen	fallen grundsätzlich an		
	<p>Privilegierungen bei Netzentgelten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sonderformen der Netznutzung, § 19 Abs. 1-3 StromNEV - befristete Netzentgeltbefreiung für Power-to-Gas-Anlagen, § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG 	<p>fällt grundsätzlich an</p> <p>allenfalls Befreiung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - gem. § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG (Erzeugung von Strom in Kleinanlagen) - gem. § 9 Abs. 1 Nr. 4 StromStG (Erzeugung in Notstromanlagen) 	100 %
	<p>Privilegierungen bei netzentgeltgekoppelten Kosten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - § 2 Abs. 4 KAV (keine Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden) - § 17f Abs. 5 S. 2-3 EnWG (Deckelung der Offshore-Umlage) - § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV (Deckelung der StromNEV-Umlage) 		

<p>Stromspeicher*</p>	<p style="text-align: center;">bei Netzentgelten: Stromspeicherprivileg gem. § 19 Abs. 4 StromNEV und befristete Netzentgeltbefreiung gem. § 118 Abs. 6 EnWG</p> <p style="text-align: center;">bei netzentgeltgekoppelten Kosten: Speicherprivileg gem. § 27b KWKG und ab dem 1.1.2019 gem. § 17f Abs. 5 S. 4 EnWG n. F. (KWK-Umlage bzw. Offshore-Umlage verringert sich analog § 61k EEG 2017)</p>	<p>evtl. keine Entstehung gem. § 5 Abs. 4 StromStG</p> <p>evtl. Befreiung gem. § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG (Strom zur Stromerzeugung)</p>	<p>Speicherprivileg gem. § 61k Abs. 1 EEG 2017</p>
------------------------------	---	---	--

* In dieser Zeile werden nur besondere Regelungen betreffend Stromspeicher genannt. Im Übrigen wird nach oben verwiesen.

Tabelle 2: Stromnebenkosten von stromintensiven Gewerben bei Netzstrombezug

	Netzentgelte und daran gekoppelte Kosten	Stromsteuer	EEG-Umlage
Gewerbe	fallen grundsätzlich an	fällt grundsätzlich an	
	Privilegierungen bei Netzentgelten: - Sonderformen der Netznutzung, § 19 Abs. 1-3 StromNEV	evtl. Befreiung wie bei PtX-Anlagen Privilegierungen: - bestimmte Prozesse und Verfahren in bestimmten Unternehmen, § 9a StromStG - bestimmte Unternehmen und zweckgebundene Stromnutzung, § 9b StromStG - Personenbeförderungen nach §§ 42, 43 PBefG, § 9c StromStG - Erlass, Erstattung oder Vergütung in Sonderfällen, § 10 StromStG	grds. 100 % Besondere Ausgleichsregelung, §§ 63 ff. EEG 2017: - stromkostenintensive Unternehmen, § 64 EEG 2017 - Schienenbahnen, § 65 EEG 2017
	Privilegierungen bei netzentgeltgekoppelten Kosten: - § 2 Abs. 4 KAV (keine Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden) - § 27 KWKG (KWK-Umlage verringert sich bei stromkostenintensiven Unternehmen analog § 64 EEG 2017) - § 27a KWKG (Verstromung von Kuppelgasen) - § 27c KWKG (Schienenbahnen) - § 17f Abs. 5 S. 2-3 EnWG (Deckelung der Offshore-Umlage) - § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV (Deckelung der StromNEV-Umlage)		

3.1.1 Stromnetzentgelte und daran gekoppelte Kosten

Das Stromnetzentgelt entsteht beim Strombezug aus Elektrizitätsübertragungs- und -verteilernetzen (Versorgungsnetze i. S. d. § 3 Nr. 16 EnWG) durch den Letztverbraucher, vgl. §§ 15 Abs. 1 S. 2, 17 StromNEV⁸. Bemessungsgrundlage ist die insgesamt bezogene Strommenge, d. h. insbesondere auch Betriebs- oder Verluststrommengen, da insofern unproblematisch von Stromverbrauch gesprochen werden kann. An das Netzentgelt gekoppelte Kosten (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Abschaltbare-Lasten-Umlage) fallen dann ebenso an.

Im Einzelfall kann eine **Netzentgeltprivilegierung** in Betracht kommen.

Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV haben Versorgungsnetzbetreiber Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der **Höchstlastbetrag** vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannungsebene abweicht. Einen weiteren Netzentgeltreduzierungstatbestand bietet § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, der für solche Stromabnehmer ein reduziertes Netzentgelt ermöglicht, die **konstant große Strommengen** abnehmen und damit einen gut prognostizierbaren Lastverlauf haben. Durch ihr Verbrauchsverhalten leisten diese Abnehmer einen Beitrag zur Netzstabilität und werden dafür belohnt. Es ist nicht ausgeschlossen, dass PtX-Anlagen diese gesetzlichen Voraussetzungen im Einzelfall erfüllen könnten.

Gemäß § 19 Abs. 4 StromNEV können auch für **Stromspeicher** individuelle Netzentgelte vereinbart werden, sofern diese den aus dem Netz entnommenen Strom nach der Speicherung wieder in das Versorgungsnetz einspeisen. Von diesem Privileg können PtX-Anlagen in der Regel nicht profitieren, da sie regelmäßig keine Rückverstromung durchführen.

Einen weiteren Privilegierungstatbestand normiert § 14a EnWG für steuerbare **Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung**. Danach können die Netzbetreiber den Lieferanten und Letztverbraucher im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt berechnen. § 14a S. 3 EnWG enthält zur näheren Konkretisierung der Netzentgeltbefreiung eine Verordnungsermächtigung, von der die Bundesregierung zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch keinen Gebrauch gemacht hat. Anwendungsbereiche für PtX-Anlagen sind hier kaum denkbar.

Für Stromspeicher, die nach dem 31.12.2008 errichtet und binnen 15 Jahren ab dem 04.08.2011 in Betrieb genommen wurden, sieht §§ 118 Abs. 6 S. 1 EnWG eine auf 20 Jahre **befristete Netzentgeltbefreiung** vor. Die Netzentgeltbefreiung setzt gemäß § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG voraus, dass nach der Speicherung des Stroms eine zeitlich verzögerte Rückverstromung in dasselbe Stromnetz erfolgt. Ein Verzicht auf diese Rückverstromungspflicht gilt nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasser-elektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird. Power-to-Heat-Anlagen sind von dieser Privilegierung nicht umfasst, sodass beim Nutzungspfad der Wärmeerzeugung die Netzentgelte grundsätzlich anfallen würden.

Befreiungen und Privilegierungen von **netzentgeltgekoppelten Abgaben** sind nur in engen Ausnahmefällen möglich. Sie ergeben sich für die Konzessionsabgabe aus § 2 Abs. 4 KAV⁹, für die KWK-Umlage aus den §§ 27 ff. KWKG¹⁰, für die § 19 StromNEV-Umlage aus § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV und für die Offshore-Haftungsumlage aus § 17 Abs. 5 EnWG¹¹. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang

⁸ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. Juni 2018 (BGBl. I S. 865) geändert worden ist.

⁹ Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

¹⁰ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.

¹¹ Mit dem Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz, NEMoG) vom 17. Juli 2017; BGBl. I 2017, S. 2503, ausgegeben zu Bonn am 21. Juli 2017, das am 1. Januar 2019 in Kraft

das Speicherprivileg nach § 27b KWKG, der § 61k EEG 2017¹² für entsprechend anwendbar erklärt. Dadurch wird im Falle der Rückverstromung eine Doppelbelastung vermieden. Denn zunächst fällt die KWK-Umlage bei Bezug des Stroms aus dem Netz zum Betrieb des Speichers an und ein weiteres Mal nach „Ausspeicherung“ des Stroms beim Letztverbrauch der ausgespeicherten Strommenge.

3.1.2 Stromsteuer

Ein weiterer Bestandteil des Gesamtstrompreises ist die Stromsteuer nach dem StromStG¹³. Es handelt sich um eine sog. Verbrauchsteuer gem. § 1 Abs. 1 S. 3 StromStG, die auf die „entnommene“ Strommenge zu zahlen ist. Die Besteuerung soll im Sinne des Klimaschutzes zu einem sparsamen Umgang mit Strom anhalten.

Die **Steuer entsteht** gem. § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG durch Entnahme des von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger an einen Letztverbraucher geleisteten Stroms. Versorger ist gem. § 2 Nr. 1 StromStG derjenige, der Strom (willentlich) leistet. § 5 Abs. 2 StromStG ordnet zwar an, dass der Versorger Steuerschuldner ist. Allerdings wälzt der Versorger die Stromsteuer über die Stromrechnung zumeist vertraglich auf den Letztverbraucher i. S. d. § 3 Nr. 25 EnWG ab. Die Steuer entsteht bei Eigenerzeugern mit der Entnahme des Stroms zum Selbstverbrauch im Steuergebiet, § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG. Eigenerzeuger ist gem. § 2 Nr. 2 StromStG derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt. Die Steuerschuld liegt im Falle des § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG beim Eigenerzeuger, § 5 Abs. 2 StromStG.

Eine **Rückausnahme** zur Entstehung der Steuerzahlungspflicht kommt gem. § 5 Abs. 1a StromStG dann in Betracht, wenn eine Stromsteuerbefreiung (z. B. nach § 9 StromStG) greift oder die Voraussetzungen der Privilegierungsvorschrift nach den § 11 Nr. 12 oder 14 StromStG vorliegen.

§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG sieht eine Stromsteuerbefreiung für **Strom aus ausschließlich erneuerbaren Energieträgern** (§ 2 Nr. 7 StromStG) vor. Dieser muss allerdings aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen werden. Maßgeblich ist, dass die EE-Strommenge, für die die steuerliche Privilegierung gewährt wird, zuverlässig rückverfolgbar bleibt.¹⁴ Die hinreichende Rückverfolgbarkeit wird angenommen, wenn der EE-Strom nicht in ein Versorgungsnetz eingespeist wird und nur aus einem Netz oder einer Leitung für Strom aus erneuerbaren Energieträgern entnommen wird.¹⁵ Für Stromspeicher und PtX-Anlagen, die zum Zwecke ihrer optimalen Auslastung auf Netzstrombezug angewiesen sind, ergibt sich aufgrund der vorgenannten Negativabgrenzung, dass eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG insoweit ausscheidet.

Für **Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird** (vgl. § 12 Abs. 1 StromStV¹⁶), ist eine Befreiung von der Stromsteuer in § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG vorgesehen. Hiermit soll eine Doppelbesteuerung des zur Stromerzeugung eingesetzten Stroms vermieden werden.

tritt, wird das Speicherprivileg gem. § 61k EEG 2017 i. V. m. § 27b KWKG für analog anwendbar erklärt, § 17f Abs. 5 S. 4 EnWG n. F.

¹² Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.

¹³ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.

¹⁴ Die Kopplung der Steuerbefreiung an die Voraussetzung der Einspeisung in ein ausschließlich „grünes“ Netz oder eine ausschließlich „grüne“ Leitung wird damit begründet, dass es im Verlauf der Verkaufskette zunehmend schwieriger wird, den Nachweis der alternativen Energiequelle zu führen (BT-Drs. 14/40, S. 9).

¹⁵ BT-Drs. 14/40, S. 9.

¹⁶ Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 2. Januar 2018 (BGBl. I S. 84) geändert worden ist.

Sektorenkopplungsanlagen erzeugen aber keinen Strom, sondern machen ihn durch Umwandlung in andere Energieträger nutzbar. Ihnen kommt die Privilegierung daher nicht zugute.

Eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Lit. a) und b) StromStG kommt für **kleine Anlagen (bis 2 MW Nennleistung)**, deren Strom in räumlichen Zusammenhang entnommen wird,

a) vom Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch oder

b) durch einen Letztverbraucher, dem der Strom vom Anlagenbetreiber geleistet wurde,

in Betracht. Der Befreiungstatbestand setzt in beiden Varianten die 2 MW-Grenze und einen räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugungsanlage und Entnahmestelle voraus. Der in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG verwendete Begriff des räumlichen Zusammenhangs schließt nicht aus, dass der Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.¹⁷ Eine kaufmännisch-bilanzielle Übergabe genügt.¹⁸

Befreit von der Stromsteuer ist schließlich Strom, der in Anlagen erzeugt wird, soweit diese der vorübergehenden Stromversorgung im Falle des Ausfalls oder der Störung der sonst üblichen Stromversorgung dienen (**Notstromanlagen**), § 9 Abs. 1 Nr. 4 StromStG.

3.1.3 EEG-Umlage

Alle Entstehungstatbestände für die EEG-Umlage stellen auf den **Letztverbrauch** ab. Die Zahlungspflicht ergibt sich grundsätzlich aus § 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Danach können die Übertragungsnetzbetreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig entsprechend dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom, die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung¹⁹ verlangen. In den Fällen des „sonstigen Letztverbrauchs“ i. S. d. § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017, bei denen keine Lieferung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen und keine Eigenversorgung vorliegt, entsteht die EEG-Umlage ebenfalls generell in voller Höhe. Damit sind Fälle gemeint, in denen zwar selbst erzeugter Strom letztverbraucht wird, die restriktiven Voraussetzungen des § 3 Nr. 19 EEG 2017 - bspw. mangels Personenidentität oder räumlichen Zusammenhangs - nicht bejaht werden können.

Nach § 61k Abs. 1 EEG reduziert sich die zu zahlende EEG-Umlage für den zur Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen **Stromspeicher** eingespeicherten Strom um den EEG-Umlagebetrag, der letztlich auf die ausgespeicherte Strommenge zu zahlen ist. Seine Rechtfertigung findet das Speicherprivileg in dem Umstand, dass die EEG-Umlage ansonsten doppelt anfallen würde.

Die **Eigenversorgungsprivilegien** aus den §§ 61a, 61b i. V. m. § 3 Nr. 19 EEG 2017 kommen bei Bezug von Strom aus einem Netz der allgemeinen Versorgung nicht in Betracht. Bei **Bestands- und Altbestandsanlagen** (§§ 61c-e EEG 2017) ist nach der Regelung im Zeitpunkt des jeweiligen Stichtages zu differenzieren.

3.1.4 Besondere Privilegierungen für das Gewerbe

Betreffend die vorgenannten Stromnebenkosten existieren für das Gewerbe einige zusätzliche Privilegierungstatbestände, die hier überblicksartig dargestellt werden.

So verringert sich die **KWK-Umlage** nach § 27 KWKG für **stromkostenintensive Unternehmen** entsprechend dem § 64 EEG 2017. Dies führt unter den Voraussetzungen des § 64 EEG 2017 zu einer Begrenzung der KWK-Umlage auf 15 bis 20 %, § 64 Abs. 2 EEG 2017. Einen weiteren

¹⁷ Möhlenkamp, in: Möhlenkamp/Milewski, Energiesteuergesetz/Stromsteuergesetz, 1. Aufl. 2012, § 9, Rn. 17.

¹⁸ Bundesministerium der Finanzen (BMF), Schreiben vom 23.3.2015, III B 6 - V 4250/05/10003, S. 2.

¹⁹ Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist.

Privilegierungstatbestand sieht § 27a KWKG für Gewerbe vor, die aus ihren **Kuppelgasen** nach § 104 Abs. 2 EEG 2017 Strom erzeugen. Einzelne Unternehmen oder selbständige Teile eines Unternehmens profitieren dadurch von einer Reduzierung der KWK-Umlage für den selbst verbrauchten Stromanteil über 1 GWh Selbstbehalt auf 15 %. Eine Begrenzung der KWK-Umlage ist schließlich für **Schienenbahnen** unter den Voraussetzungen des § 27c KWKG vorgesehen.

Auf Antrag wird die **Stromsteuer** nach § 9a StromStG für **bestimmte Prozesse und Verfahren von Unternehmen des produzierenden Gewerbes** erlassen, erstattet oder vergütet. **Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft** können zudem auf Antrag nach § 9b StromStG eine Steuerentlastung gewährt bekommen für Strom, der **für betriebliche Zwecke entnommen** wurde. Für die **Personenbeförderungen** nach den §§ 42, 43 PBefG²⁰ und Beförderungen nach § 1 Nr. 4 d), g), i) der Freistellungsverordnung²¹ ist dieselbe Möglichkeit in § 9c StromStG eröffnet. Dabei wird aber nur Strom begünstigt, der zum Antrieb eines Kraftfahrzeuges verwendet worden ist, wenn in der Mehrzahl der Beförderungsfälle des Verkehrsmittels die gesamte Reiseweite 50 km oder die gesamte Reisezeit eine Stunde nicht übersteigt. In **Sonderfällen** können Unternehmen des produzierenden Gewerbes die Stromsteuer für betrieblich entnommenen Strom gem. § 10 StromStG erlassen, erstattet oder vergütet bekommen.

Bezüglich der **EEG-Umlage** sind besondere Ausgleichsregelungen in § 63 EEG 2017 für **stromkostenintensive Unternehmen** (§ 64 EEG 2017) und **Schienenbahnen** (§ 65 EEG 2017) normiert. Für diese begrenzt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die EEG-Umlage auf Antrag abnahmestellenbezogen.

3.2 Stromnebenkosten bei direktem Strombezug und Ausnahmeregelungen

Anders stellt sich die Situation bei einem Strombezug per Direktleitung dar. Das EnWG unterscheidet in § 3 Nr. 12 EnWG drei Arten von Direktleitungen, In Alternative 1 verbindet sie einen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden. Mit dem Argument der nicht nachvollziehbaren Ungleichbehandlung zwischen Strom- und Gasdirektleitungen (vgl. Alternative 3) wird in der Literatur davon ausgegangen, dass es gerechtfertigt ist, das Wort „einen“ nicht als Zahlwort, sondern als unbestimmten Artikel auszulegen.²² Stromdirektleitungen können nach dieser Auffassung auch als Verbindung zwischen einer Erzeugungsanlage und einer bestimmten, begrenzten Anzahl („einzeln“) Kunden dienen. Kunden sind gem. § 3 Nr. 24 EnWG insbesondere Letztverbraucher, die Strom kaufen.

Kundenanlagen i. S. v. § 3 Nr. 24a bzw. Nr. 24b EnWG sind keine Energieversorgungsnetze i. S. v. § 3 Nr. 16 EnWG und unterfallen nicht dem Anwendungsbereich des EnWG (vgl. § 1 Abs. 2 EnWG).

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die wesentlichen Stromnebenkosten bei direktem Strombezug und die jeweiligen Ausnahmeregelungen. Zur Veranschaulichung wird zwischen PtX-Anlagen (Tabelle 3) und stromkostenintensiven Gewerben (Tabelle 4) differenziert. Im Anschluss hieran werden die Einzelheiten der wesentlichen Stromnebenkosten erläutert.

²⁰ Personenbeförderungsgesetz vom 8. August 1990 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 14 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

²¹ Freistellungsverordnung vom 4. Mai 2012 (BGBl. I S. 1037), das zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 4. Mai 2012 (BGBl. I S. 1037) geändert worden ist.

²² Vgl. *Theobald*, in: Danner/Theobald, Energierecht, 97. EL April 2018, § 3 EnWG, Rn. 77.

Tabelle 3: Stromnebenkosten von PtX-Anlagen bei direktem Strombezug

	Netzentgelte und daran gekoppelte Kosten	Stromsteuer	EEG-Umlage*
PtX-Anlagen	keine	Befreiung gem. § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG	<p>grds. 100 %</p> <p>40 % bei Eigenversorgung, § 61b Nr. 1, § 3 Nr. 19 EEG 2017 ggf. weitere Reduzierung auf</p> <p>0 % bei Kraftwerkseigenverbrauch, § 61a Nr. 1 EEG 2017 Inselsystem, § 61a Nr. 2 EEG 2017 Stromautarkie, § 61a Nr. 3 EEG 2017 Unterschreiten der Bagatellgrenze, § 61a Nr. 4 EEG 2017</p> <p>beachte aber: Einschränkung für Anlagen im Ausschreibungssystem, § 27a EEG 2017 bei Inanspruchnahme der Marktprämie</p> <p>0 – 20 % bei Bestands- oder Altbestandsanlagen und Eigenerzeugern, §§ 61c und d EEG 2017</p>

* Wird eine Rückverstromung durchgeführt, greift darüber hinaus auch das Speicherprivileg gem. § 61k Abs. 2 EEG 2017.

Tabelle 4: Stromnebenkosten von stromintensiven Gewerben bei direktem Strombezug

	Netzentgelte und daran gekoppelte Kosten	Stromsteuer	EEG-Umlage
Gewerbe	keine	Befreiung gem. § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG	wie bei PtX-Anlagen (siehe Tabelle 3) darüber hinaus besondere Ausgleichsregelungen , § 63 EEG 2017: stromkostenintensives Unternehmen, § 64 EEG 2017 Schienenbahnen, § 65 EEG 2017

3.2.1 Stromnetzentgelte und daran gekoppelte Kosten

Soweit kein Strom aus einem Versorgungsnetz bezogen wird, entstehen keine Netznutzungskosten und daran gekoppelte Kosten.

3.2.2 Stromsteuer

Bei physikalischem EE-Strombezug aus einer Direktleitung i. S. d. § 3 Nr. 12 EnWG liegt eine Entnahme von „grünem“ Strom aus einer „grünen“ Leitung vor, § 9 Abs. 1 Nr. 1 Alt. 2 StromStG. Die Rückausnahme des § 5 Abs. 1a Nr. 1 StromStG führt in diesem Fall dazu, dass die Stromsteuerpflicht letztlich nicht entsteht. Anlagen, die auch auf Netzstrombezug angewiesen sind, könnten den benötigten Netzstrom über einen anderen Anschluss beziehen, um von diesem Privileg zumindest teilweise profitieren zu können.

3.2.3 EEG-Umlage

Wird der Strom nicht aus einem Netz der allgemeinen Versorgung i. S. d. § 3 Nr. 35 EEG 2017 letztverbraucht, kann eine EEG-Umlagereduzierung auf grundsätzlich 40 % profitieren, wenn die Voraussetzungen der **Eigenversorgung** vorliegen, § 61 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2, § 61b Nr. 1, § 3 Nr. 19 EEG 2017.

Erforderlich hierfür ist es, dass dieselbe natürliche oder juristische Person den Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht. Der Begriff „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“ wird nicht vom EEG 2017 konkretisiert und ist mit erheblicher Rechtsunsicherheit behaftet.²³ Nach dem Leitfaden zur Eigenversorgung der BNetzA liegt ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang vor, wenn eine geringe räumliche Entfernung oder unmittelbare Umgebung zwischen der Stromerzeugungsanlage und der Verbrauchsstelle besteht.²⁴ Die Stromerzeugung und der eigene Verbrauch haben innerhalb derselben Viertelstunde zu erfolgen, § 61h Abs. 2 EEG 2017. Stimmen die Erzeugungs- und Verbrauchsmengen innerhalb eines Zeitintervalls nicht überein, fällt die EEG-Umlage auf die Differenzmenge in regulärer Höhe an.

Die bereits verringerte Umlagepflicht für Eigenversorger entfällt gem. § 61a EEG 2017 vollständig, wenn sie Strom zur Stromerzeugung verbrauchen (**Kraftwerkseigenverbrauch**, Nr. 1), wenn sie weder unmittelbar noch mittelbar an ein allgemeines Netz angeschlossen sind (**Inselanlage**, Nr. 2), wenn sie sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und für den Strom, den sie nicht selbst verbrauchen, keine finanzielle Förderung nach dem Teil 3 des EEG 2017 in Anspruch nehmen (**vollständige Eigenversorgung mit EE-Strom**, Nr. 3) oder, auf 20 Jahre befristet, wenn sie Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einem kalenderjährlichen Stromverbrauch von höchstens 10 MWh betreiben (**De-minimis-Regel**, Nr. 4).

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang § 27a EEG 2017, nach dem **Betreiber von EE-Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist**, den in ihrer Anlage erzeugten Strom in dem Zeitraum nicht zur Eigenversorgung nutzen dürfen, in dem sie Zahlungen nach dem EEG 2017 in Anspruch genommen haben. Ist dies der Fall, scheidet die eben genannten Privilegien aus.

Eine Reduzierung der EEG-Umlage kommt schließlich in Betracht, wenn Letztverbraucher aus einer **Bestands- oder Altbestandsanlage** nach den §§ 61c und d EEG 2017 Strom als Eigenerzeuger beziehen. Für die Eigenerzeugung in Bestandsanlagen i. S. d. § 61c EEG 2017 oder in sog. älteren Bestandsanlagen gem. § 61d EEG 2017 fällt die EEG-Umlage unter den gesetzlichen Voraussetzungen nur zu 20 Prozent bzw. gar nicht an. Diese Regelung dient dem Bestandsschutz für Anlagen, die nach

²³ Stein, in: Danner/Theobald, Energierecht, 97. EL April 2018, § 61 EEG 2017, Rn. 37.

²⁴ BNetzA: Leitfaden zur Eigenversorgung (Fassung vom 20. Juni 2016) S. 36, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf.

früheren Fassungen des EEG bei vollständigem oder anteiligem Entfall der EEG-Umlage in Betrieb genommen wurden.

Ein Unterfall des unter 3.1.3 (Seite 14) angesprochenen **Speicherprivilegs** ergibt sich aus § 61k Abs. 2 EEG 2017 für den direkten EE-Strombezug zur Erzeugung von Speichergasen. Danach wird der direkte Letztverbrauch von EE-Strom zur Erzeugung von Speichergas, das in das Erdgasnetz eingespeist und andernorts wieder rückverstromt wird, von der EEG-Umlage insoweit befreit, wie sie auf den rückverstromten Strom anfällt. Speichergas ist gem. § 3 Nr. 42 EEG 2017 jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.

Die **besonderen Ausgleichsregelungen** des § 63 EEG 2017 (siehe oben, 3.1.4, Seite 15) kommen auch bei direktem Strombezug in Betracht.

3.3 Keine „grüne“/dekarbonisierende Eigenschaft von EE-Strom bei Netzstrombezug

Die Einspeisung von EE-Strom in ein Versorgungsnetz führt nach der jetzigen Rechtslage zu einem Verlust der „grünen“/dekarbonisierenden Eigenschaft des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms.

Auf einem Blick:

Keine „grüne“/dekarbonisierende Eigenschaft von EE-Strom bei Netzstrombezug

- Problem: selten liegen die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe und hohe Volatilität von EE → **Erfordernis von Netzstrombezug**
- die Einspeisung von EE-Strom in das Versorgungsnetz führt jedoch zum **Verlust ihrer „grünen“ Eigenschaft**
- dem Verbraucher wird über ein Versorgungsnetz nur **„grauer Strom“** geliefert
 - ⇒ Herkunftsnachweise nach §§ 78 ff. EEG, 42 EnWG ermöglichen **keine Nutzung der „grünen“ Eigenschaft abseits von Marketingzwecken**
 - ⇒ „grauer Strom“ kann nicht zur Erfüllung von **EE-Nutzungs- oder Energieeffizienzpflichten** (vgl. EEWärmeG, EnEV) oder von **EE-Kraftstoffquoten** (vgl. §§ 37a ff. BImSchG) verwendet werden, weil es meist auf physikalisch „grünen“ Strom ankommt

- Beispiel für eine **Ausnahme von diesem Grundsatz**: § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV
 - ⇒ Absehen vom Erfordernis des direkten EE-Strombezugs für die Anerkennung der „grünen“/dekarbonisierenden Eigenschaft zur Erfüllung der Kraftstoffquotenverpflichtung
- Erhalt der „grünen“ Eigenschaft wäre auch für die Erfüllung der **Ziele der Europäischen Kommission im Winterpaket vom 30. November 2016** förderlich (Potenziale von EE nutzen)
- Folgeproblem bei Einführung eines neuen Vermarktungsmodells: **unflexible Wechselfrist** zwischen den Vermarktungsformen in § 21b Abs. 1 Satz 2 EEG 2017

In den wenigsten Fällen liegen die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe. Eine Lieferung von physikalischem EE-Strom ist daher meist nicht möglich, sodass vertragliche Lieferbeziehungen im Regelfall nur über Versorgungsnetze laufen können. Erneuerbare Energien zeichnen sich zudem durch ihre hohe Volatilität aus, was den Bezug von Netzstrom in der Regel unentbehrlich macht. Mit der **Einspeisung in das Versorgungsnetz** verliert der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom aber seine „grüne“/dekarbonisierende Eigenschaft. Dies hat zur Folge, dass nach der derzeitigen Rechtslage dem Verbraucher tatsächlich nur **„grauer Strom“** geliefert wird, selbst wenn der Vertragspartner nur EE-Strom produziert oder vermarktet. Mithilfe von Herkunftsnachweisen kann der „graue“ Strom auf der Rechnung „grün“ gefärbt werden, § 42 EnWG. Die aktuell verfügbare Kennzeichnung nach den §§ 78 ff. EEG 2017 lässt aber keine Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes aus erneuerbaren Energien für den Verbraucher abseits von Marketingzwecken zu. Denn die Konzeption der Herkunftsnachweise beruht auf der europäischen Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EE-RL²⁵) und erlaubt den Mitgliedstaaten nicht, Herkunftsnachweise zum Erreichen ihrer verbindlichen Quoten der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu verwenden.²⁶ Auch der deutsche Gesetzgeber sieht für Herkunftsnachweise nur die Funktion vor, nachzuweisen, dass eine bestimmte Strommenge aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, nicht aber, dass die physikalisch gelieferte Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt.²⁷ Im Ergebnis ist also der Bezug eines Grünstromprodukts, das zu 100 % mit Herkunftsnachweisen hinterlegt ist, energiewirtschaftsrechtlich nicht anders zu behandeln als Graustrombezug.

Das Energiewirtschaftsrecht knüpft rechtsfolgenseitig in verschiedenen Regelungskontexten vorteilhaft an die Nutzung von aus EE-Strom hergestellten PtX-Produkten an. Sie können beispielsweise im Gebäudesektor zur **Erfüllung von EE-Nutzungs- oder Energieeffizienzpflichten** verwendet

²⁵ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

²⁶ Vgl. Art. 15 Abs. 2 UAbs. 4 EE-RL (2009/28/EG).

²⁷ Gesetzentwurf zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 88.

werden (vgl. EEWärmeG²⁸, EnEV²⁹). EE-Wasserstoff kann beispielsweise zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen, die zur **Erfüllung der EE-Kraftstoffquoten** der Kraftstoffhersteller genutzt werden können, verwendet werden (vgl. §§ 37a ff. BImSchG³⁰).

Nach der **Zielsetzung der Europäischen Kommission im Winterpaket vom 30. November 2016** soll ungenutztes Potenzial von erneuerbaren Energien erschlossen und die Planungssicherheit sowie die Sichtbarkeit im Interesse der Investoren gewährleistet werden, um einen immer höheren Anteil ihrer Erlöse im Markt zu erzielen.³¹ Es sind daher Lösungswege zu finden, die die grüne Eigenschaft von EE-Strom bei Netzstrombezug erhalten. Dies würde für PtX-Anlagenbetreiber einen Anreiz setzen, Grünstromprodukte gegenüber konventionellen (ggf. günstigeren) Stromprodukten zu bevorzugen. Bei der Lösungsfindung ist zu berücksichtigen, dass der derzeitige § 21b Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 eine höchst **unflexible Frist von einem Monat für den Wechsel zwischen den Vermarktungsformen** vorsieht. Dies stellt ein nicht unerhebliches Hemmnis im Falle der Einführung eines neuen Vermarktungsmodells dar.

In § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV³² hat sich der Gesetzgeber unter sehr engen Voraussetzungen vom Erfordernis des direkten EE-Strombezugs für die Anerkennung der „grünen“/dekarbonisierenden Eigenschaft gelöst. § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV normiert, dass der synthetisch hergestellte Kraftstoff trotz Graustrombezugs zur Erfüllung der Kraftstoffquotenverpflichtungen genutzt werden darf. In diesem Beispiel werden demnach „grauer“ und „grüner“ Strom zur Erfüllung der Kraftstoffquotenverpflichtung gleichgestellt. Eine mögliche Anreizsetzung für konventionelle Stromerzeuger, die sich aus dieser Gleichstellung ergeben könnte, wird aus gesetzgeberischer Sicht durch die weiteren restriktiven Tatbestandsmerkmale zuverlässig vermieden. Dies verdeutlicht die **grundsätzliche Bereitschaft des Gesetzgebers** für Veränderungen in diesem Bereich und kann als Vorbild für neue Regelungen dienen. Auch das EEG 2017 kennt mit dem Massenbilanzierungssystem für Gas (vgl. § 44b Abs. 5 EEG 2017) schon ein System, dass bei einer Lieferung über das allgemeine Netz die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des Gases erlaubt.

²⁸ Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG) vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

²⁹ Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.

³⁰ Bundes-Immissionsschutzgesetz vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2771) geändert worden ist.

³¹ Europäische Kommission, Factsheet – „Weltweite Führungsrolle bei erneuerbaren Energien erreichen“ vom 30.11.2016, veröffentlicht: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3987_de.htm.

³² 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195).

4 Rechtspolitische Möglichkeiten zur Überwindung der Hemmnisse durch die Stromnebenkosten

Der aufgezeigte rechtliche Rahmen stellt für die vom Kohleausstieg betroffenen Regionen nicht unerhebliche Hemmnisse dar. Nach der bisherigen Rechtslage ist es nur im Rahmen der Innovationsausschreibungen nach §§ 39j, 88d EEG 2017 möglich, besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen, die sich im wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren als effizient erweisen, zu fördern. Diese können dann z. B. Zahlungsansprüche geltend machen, die abweichend von den §§ 19 bis 35a EEG 2017 ausgestaltet sind und insbesondere nicht an die eingespeiste kWh EE-Strom anknüpfen, vgl. § 88d Nr. 2 EEG 2017. Festgelegt werden kann insbesondere eine Aufteilung des Ausschreibungsvolumens auf eine Region, § 88d Nr. 1 Lit. a), aa) Alt. 1 EEG 2017. Der Nachteil besteht jedoch darin, dass die Förderung nur in einem sehr begrenzten Umfang und nicht spezifisch auf die Sektorenkopplung bezogen erfolgt. Die bestehenden Hemmnisse werden dadurch nicht allgemein beseitigt.

In diesem Kapitel werden Vorschläge für die Gestaltung eines rechtlichen Rahmens zur Überwindung der bestehenden Hemmnisse dargestellt. Dabei wird von einer Betrachtung des Instruments einer **CO₂-Bepreisung** abgesehen, was hauptsächlich auf die folgenden drei Erwägungen zurückzuführen ist: Erstens ist die Einführung einer sektorenübergreifenden CO₂-Bepreisung ein sehr viel komplexerer regulatorischer Eingriff mit damit verbundenen erheblichen Umsetzungsschwierigkeiten, da es erhebliche rechtliche und politische Hürden zu überwinden gilt. Zweitens würde die Einführung einer auf Deutschland beschränkten CO₂-Bepreisung vermutlich zu einer weiteren Deindustrialisierung in den Braunkohlenregionen jenseits des Kohlesektors führen. Schließlich wäre der regionale Bezug zu den Braunkohleregionen allenfalls mittelbar, da eine CO₂-Bepreisung grundsätzlich bundesweite Effekte hätte.

Im ersten Teil dieses Kapitels werden Lösungsvorschläge zur **Reduzierung oder Befreiung von einzelnen Strompreisbestandteilen** vorgetragen. Anders als eine CO₂-Bepreisung wäre dies kein Systembruch mit vergleichbaren negativen Wirkungen und eine Umsetzung wäre mit wesentlich geringeren Schwierigkeiten verbunden. Im Ergebnis führt die Anpassung einzelner Privilegierungsbestandteile jedoch nur zu einem punktuellen Hemmnisabbau bei der Strombepreisung und nicht zu einer ganzheitlichen Lösung speziell für die vom Kohleausstieg betroffene Region. Als nächstes wird die Möglichkeit einer **Experimentierklausel** diskutiert. Eine solche würde die Erprobung von innovativen Ansätzen in Reallaboren ermöglichen und weitreichende Vergünstigungen für Unternehmen in bestimmten Regionen ermöglichen. Die Vergünstigungen wären jedoch auf die Energiewirtschaft und auf die Teilnehmer der jeweiligen Experimente beschränkt. Deshalb drängt es sich auf, über **Sonderfördergebiete** für Braunkohleregionen nachzudenken. Diese Option wird als letztes vorgestellt und könnte vermutlich den größten Beitrag zur regionalen Wertschöpfung in Braunkohleregionen leisten. Der entscheidende Vorteil gegenüber einer Experimentierklausel liegt darin, dass die Förderung von bestimmten Regionen im Vordergrund steht und die Vergünstigungen nicht nur in der Energiewirtschaft, sondern grundsätzlich in allen Bereichen zur Bewältigung der mit dem Strukturwandel verbundenen Herausforderungen denkbar sind.

4.1 Neue Ausnahmeregelungen bei einzelnen Strompreisbestandteilen

Im Folgenden werden die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile untersucht. Ausnahmeregelungen können hier möglicherweise dahingehend geändert werden, dass die vom Strukturwandel betroffenen Regionen profitieren würden. Anpassungen in diesem Bereich verfolgen jedoch nur

einen punktuellen Ansatz im Bereich der Strombepreisung. Einen direkten Bezug zu den Braunkohleregionen weisen sie nicht auf.

Auf einem Blick:

Neue Ausnahmeregelungen bei einzelnen Strompreisbestandteilen

- Netzentgelte:
 - ⇒ Erweiterung der **Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher** in § 118 Abs. 6 S.7 EnWG
 - ⇒ Privilegierung von netz- und systemdienlichem Verhalten (**Demand Side Management**):
 - Normierung einer Ausnahmeregelung in § 17 StromNEV (alternativ: Erweiterung des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV) → (teilweise) Befreiung von Netzentgelten bei Erbringung negativer Regelenergie
 - Einführung eines Marktpreissignals (und eines Netzzustandssignals als weiteren Parameter) → Preisuntergrenze, bei deren Unterschreitung ein Mehrverbrauch ohne Auswirkungen auf die Benutzungsstundenzahl i. S. d. § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV bleibt
 - Anpassung des physikalischen Pfades → Veränderung des Zielpunktes auf den nächstgelegenen Netzknotenpunkt (evtl. in Kombination mit einem Entfallen der Kosten der vorgelagerten Umspannebene)
- Stromsteuer:
 - ⇒ Erweiterung der **Privilegierung für „grünen“ Strom aus einer „grünen“ Leitung** in § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG
 - ⇒ beachte aber: Referentenentwurf des BMF vom 23.10.2018
- EEG-Umlage:
 - ⇒ Erweiterung der **Privilegierung für Energiespeicher** in § 61k Abs. 2 EEG 2017

4.1.1 Stromnetzentgelte und daran gekoppelte Kosten

Wie oben aufgezeigt, fallen beim Bezug von Netzstrom sowohl Netzentgelte als auch daran gekoppelte Kosten an. Nur in den Fällen, in denen kein Versorgungsnetz genutzt wird (z. B. bei einer Direktleitung), entstehen diese Kosten nicht.

4.1.1.1 Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher

Um die Sektorenkopplung weiter zu begünstigen, könnte daran gedacht werden, die Privilegierung für Power-to-Gas-Anlagen in § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG derart zu erweitern, dass sämtliche PtX-Anlagen erfasst werden. Damit könnte in Braunkohleregionen verstärkt Wärmenutzung in Gebäuden unterstützt werden, statt ausschließlich EE-Wasserstoff oder EE-Methan mittels Power-to-Gas-Anlagen zu erzeugen. Power-to-Heat-Anlagen dienen genauso der Sektorenkopplung wie Power-to-Gas-Anlagen. Eine Erweiterung des Anwendungsbereichs würde neue Handlungsoptionen für die Region eröffnen und könnte Netzengpasssituationen, die bei vermehrter Nutzung von volatilen Energieträgern zu befürchten sind, verhindern. Eine weitere Möglichkeit wäre es, die zeitliche Befristung des § 118 Abs. 6 EnWG aufzuheben, um den Einsatz von PtX-Anlagen langfristig profitabel zu machen. Beide Vorschläge sind mit dem Gesetzeszweck vereinbar. Die Norm wurde dazu geschaffen, den (Neu-)Bau von Energiespeicheranlagen vor dem Hintergrund des stetig zunehmenden Anteils der eingespeisten Wind- und Solarenergie zu fördern.³³ Nach der Amortisierung der Investitionskosten für den Bau neuer Energiespeicheranlagen würde zwar der Grund für die Privilegierung grundsätzlich wegfallen. Vor dem Hintergrund der hohen Stromnebenkosten von PtX-Anlagen würde aber möglicherweise ein Rückbau drohen mit der Folge von weniger netz- und systemdienlichem Strombezug sowie einem Rückgang im Hinblick auf die Sektorenkopplung. Um dies zu verhindern, könnte eine dauerhafte Privilegierung angedacht werden, wobei ein netz- oder systemdienliches Verbrauchsverhalten als Voraussetzung normiert werden könnte.

4.1.1.2 Privilegierungen für netz- und systemdienliches Verbrauchsverhalten

Ein weiterer Anknüpfungspunkt könnte § 19 Abs. 2 StromNEV sein. In dieser Norm wird atypisches oder durchgehend intensives Verbrauchsverhalten begünstigt. Da die „Atypik“ des Verbrauchsverhaltens anhand eines Vergleichs mit üblichem Verbrauchsverhalten und nicht in Orientierung an volatiler EE-Stromerzeugung bewertet wird, wird allenfalls zufällig ein netz- und systemdienliches Verhalten gefördert. Der systematische Ansatz des § 19 Abs. 2 StromNEV muss daher aus heutiger Sicht als geradezu flexibilitätsfeindlich bewertet werden.³⁴ Wer seinen Verbrauch dargebotsabhängig steuert, kann das Privileg verlieren. Schon der Verordnungsgeber hat dies erkannt und die Notwendigkeit von Netzentgeltreduzierungen für flexible Nachfragesteuerung angesprochen.³⁵ Im Jahr 2015 hat sich die BNetzA erneut für eine Anpassung von § 19 Abs. 2 StromNEV zur Stärkung eines flexiblen Abnahmeverhaltens positioniert und erklärt, dass die Privilegierungen zukünftig nur noch von solchen Verbrauchern in Anspruch genommen werden soll, die allgemein zu einer flexiblen Fahrweise in der Lage sind.³⁶

³³ *Missling*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 97. EL April 2018, § 118 EnWG, Rn. 12.

³⁴ BNetzA, Diskussionspapier: „Flexibilität im Stromversorgungssystem, Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“ vom 03.04.2017, S. 25 f., https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf.

³⁵ BR-Drs. 447/13, S. 4.

³⁶ BNetzA, Bericht zur Netzentgeltssystematik Elektrizität, 12/2015, S. 77, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltssystematik/Bericht_Netzentgeltssystematik_12-2015.pdf?blob=publicationFile&v=1.

Um dennoch einen Anreiz dafür zu setzen, dass privilegierte Letztverbraucher mit atypischem Verbrauchsverhalten insbesondere am Markt für negative Regelenergie teilnehmen, hat die BNetzA in einer Festlegung vorgesehen, dass Leistungsspitzen eines Netznutzers, die nachweislich durch kuratives Redispatch auf Veranlassung des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelenergie induziert wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen sind.³⁷ Eine zweite Ausnahmeregelung sieht § 15 Abs. 4 AbLaV vor. Dort ist geregelt, dass sich der Abruf von Abschaltleistung nicht auf die individuellen Netzentgelte wegen intensiver Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV auswirken darf. Die Sonderregelungen bei der Bewertung von atypischem oder intensivem Stromverbrauch sind zwar zu begrüßen. Eine umfassende Ausnahmeregelung zugunsten netzdienlichen Verbrauchsverhaltens dürften sie jedoch nicht entbehrlich machen.

4.1.1.2.1 Ausnahmeregelung zu den allgemeinen Netzentgelten

Netzdienliches Verbrauchsverhalten kann höhere Netzentgelte zur Folge haben. Dies folgt daraus, dass sich die Höhe der Netzentgelte nach § 17 Abs. 1 StromNEV maßgeblich danach richtet, wie hoch die Jahreshöchstleistung in Kilowatt an der jeweiligen Entnahmestelle ist. Wird die Jahreshöchstleistung durch das netzdienliche Verbrauchsverhalten erhöht, erhöht sich auch der Jahresleistungspreis. Um dies zu verhindern, könnte in § 17 StromNEV eine Ausnahmeregelung aufgenommen werden, wonach bei der Ermittlung der Jahreshöchstleistung diejenigen Leistungsspitzen nicht zu berücksichtigen sind, die bspw. durch die Erbringung negativer Regelenergie verursacht werden. Alternativ könnte § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV entsprechend erweitert werden. Eine Ausnahmeregelung könnte sich an § 15 Abs. 4 AbLaV orientieren, müsste aber auch auf andere Fälle des Strombezugs erweitert werden, die eine netzdienliche Funktion erfüllen (beispielsweise zuschaltbare Leistungen i.S.v. § 13 Abs. 6 EnWG). Aus rechtlicher Sicht sprechen gegen eine derartige Ausnahmeregelung keine grundsätzlichen Bedenken. So wäre eine solche Ausnahmeregelung nicht als Beihilfe i.S.v. Art. 107 AEUV anzusehen. Zwar führt sie dazu, dass netzdienliche Netznutzer keinen höheren Jahresleistungspreis zahlen müssen und dadurch einen finanziellen Vorteil gegenüber regulären Netznutzern haben. Dieser Vorteil begründet sich aber aus dem Netzentgeltsystem selbst. Denn Nutzer, die negative Regelenergie oder netzdienliche Funktionen erbringen, nützen dem Stromnetz. Es wäre daher aus der inneren Logik der Netzentgelte gerechtfertigt, wenn für diese Netznutzer der zusätzliche Strombezug in Bezug auf den Leistungspreis neutral behandelt würde. Das in § 21 Abs. 1 EnWG und § 3 StromNEV verankerte Verursachungsprinzip der Netzentgelte besagt, dass jeder Netznutzer einen gerechten Anteil der Netzkosten entsprechend seiner Netznutzung zu übernehmen hat.³⁸ Dies wäre nur dann nicht der Fall, wenn durch das netzdienliche Verbrauchsverhalten nachweislich mehr Netzbetriebskosten eingespart werden, als Kosten verursacht werden. Unter diesem Gesichtspunkt ließe es sich gut begründen, dass eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten (Leistungs- und Arbeitspreis) verursachungsgerecht und damit systematisch begründbar sein kann. Zum Teil wird die Ansicht vertreten, dass eine vollständige Befreiung von Netzentgelten nicht von der Ermächtigungsgrundlage des § 24 Satz 1 Nr. 3 EnWG gedeckt sei.³⁹ Aus diesem Grund würde eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten erfordern, dass neben § 17 StromNEV bzw. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV auch § 24 Satz 1 Nr. 3 EnWG angepasst wird.

4.1.1.2.2 Einführung von Marktpreis- und Netzzustandssignalen

Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Netzflexibilität wäre es, ein Marktpreissignal („Überangebotspreissignal“) als Kriterium zur Beurteilung der Netzdienlichkeit des Nutzungsverhaltens aufzunehmen. Es könnte eine Preisuntergrenze an den Spotmärkten definiert werden, bei deren Unterschreitung ein Mehrverbrauch ohne Auswirkungen auf die Benutzungsstundenzahl i. S. d. § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV bleibt. Zusätzlich zu diesem Marktpreissignal könnte ein „Netzzustandssignal“ eingeführt werden, welches es ermöglicht, die Netzauslastung als weiteren Parameter in § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV zu berücksichtigen. Dass – in Erweiterung des reinen Verursachungsprinzips –

³⁷ BNetzA, Festlegung BK4-13-739 vom 11.12.2013, S. 3.

³⁸ Vgl. § 16 Abs. 1 Satz 1 StromNEV; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 6.3.2013, Az: VI-3 Kart 14/12 (V), Rn. 88.

³⁹ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 6.3.2013, Az: VI-3 Kart 14/12 (V), Rn. 89.

weitere Faktoren bei der Netzentgeltbemessung berücksichtigt werden können, ließe sich mit den allgemeinen in § 1 EnWG niedergelegten Zielen des EnWG begründen: in § 1 Abs. 1 sind auch die Ziele der Umweltverträglichkeit und der Effizienz der leitungsgebundenen Energieversorgung niedergelegt. Hieraus lässt sich ableiten, dass Regelungen, die zu einer effizienteren Ausnutzung der Netze und zu einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien beitragen, durch die Ziele des EnWG gedeckt sind. Außerdem sieht § 1 Abs. 4 Nr. 3 EnWG ausdrücklich als Zweck vor, dass Erzeugungsanlagen möglichst umweltverträglich, netzverträglich und flexibel eingesetzt werden sollen. Diesem Zweck würden Netzentgeltregelungen gerecht, die nicht nur Netzaspekte, sondern auch ein Marktpreissignal berücksichtigen. Eine Änderung von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV kann aber nur insoweit erfolgen, als es durch ein marktdienliches Verhalten nicht zu einer ineffizienten Beeinträchtigung des Netzes (z. B. übermäßiger Netzausbau oder regelmäßige Korrekturen des Marktergebnisses durch die Netzbetreiber in Form von Redispatch) kommt.⁴⁰ Mithilfe einer Verknüpfung des Marktpreis- mit dem Netzzustandssignal könnten Verteilnetzbetreiber die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment abrufen, ohne das Netz negativ zu beeinträchtigen.⁴¹

4.1.1.2.3 Anpassung des physikalischen Pfades

Für die Berechnung des individuellen Netzentgelts nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV wird das Instrument des sog. physikalischen Pfades herangezogen. Dabei entspricht der physikalische Pfad dem „Weg“ vom Netzanschlusspunkt des Verbrauchers bis zum Netzverknüpfungspunkt der nächsten geeigneten Erzeugungsanlage.⁴² Eine Erzeugungsanlage kommt nur dann für die Bildung des physikalischen Pfades in Betracht, wenn sie in der Lage ist, die vertraglich vereinbarte Höchstleistung des Netznutzers konstant abzudecken und die elektrische Energie physikalisch in das Versorgungsnetz einspeist.⁴³ Durch eine sich verändernde Erzeugungsstruktur ergeben sich voraussichtlich längere physikalische Pfade, da volatile, kleine und dezentrale Erzeugungsanlagen nicht zur Bildung des physikalischen Pfades geeignet sind. Eine Lösung wäre es, den physikalischen Pfad weiterhin bis zum Netzanschlusspunkt der jeweils stillgelegten Kraftwerke zu bilden, bis sich die Netzstruktur ändert und der bisherige Netzanschlusspunkt als Netzknoten (§ 2 Nr. 11 StromNEV) im Wirkungsbereich des wegfallenden Grundlastkraftwerks entfällt. Der Netzknotenpunkt müsste dabei in der Lage sein, den vollständigen Strombedarf des Letztverbrauchers abzudecken.⁴⁴ Eine Veränderung des Zielpunktes des physikalischen Pfades auf den nächstgelegenen Netzknotenpunkt ist in der BNetzA-Festlegung BK4-13-739 bereits vorgesehen und daher grundsätzlich vom Rechtsrahmen gedeckt. Es könnten zudem die Kosten der vorgelagerten Umspannebene bei der Berechnung des individuellen Netzentgelts außer Acht gelassen werden, sodass nur die jeweiligen Kosten des physikalischen Pfades in der Anschlussebene anfallen würden. Eine solche Regelung bedürfte jedoch einer Änderung der BNetzA-Festlegung BK4-13-739. Diese müsste sich am Sinn und Zweck des § 19 Abs. 2 Satz 4 StromNEV messen lassen, also die netzdienliche bzw. stabilisierende Wirkung des Letztverbrauchers berücksichtigen. Insbesondere in Netzausbaugebieten könnte dies politisch durchaus gewollt sein. Eine Abkehr von dem Instrument des physikalischen Pfades als Berechnungsgrundlage für die individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 bis 4 StromNEV würde eine Abkehr von der bisherigen Verwaltungspraxis sowie der Intention des Ordnungsgebers darstellen. Nach Ansicht der Rechtsprechung ist ein Sachgrund hierfür nur gegeben, wenn andere Komponenten ein greifbar angemesseneres oder besseres Ergebnis bei der Ermittlung individueller Netzentgelte liefern.⁴⁵

⁴⁰ Connect Energy Economics, Aktionsplan Lastmanagement, 04/2015, S. 59.

⁴¹ BNetzA, Diskussionspapier vom 03.04.2017, S. 44.

⁴² Vgl. BNetzA, Festlegung BK4-13-739 vom 11.12.2013, S. 6 und S. 42f.

⁴³ Vgl. BNetzA, FAQ zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (BK4-13-739) vom 11.12.2013, 06/2014, S. 15, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_70_Netzentgelte/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/BK4_Individuelle_Netzentgelte_Strom_node.html.

⁴⁴ BNetzA, Festlegung BK4-13-739 vom 11.12.2013, S. 41.

⁴⁵ BGH, Beschluss v. 13.12.2016, Az.: EnVR 34/15, Rn. 18.

4.1.2 Stromsteuer

Auf eine entnommene Strommenge fällt grundsätzlich die Stromsteuer an, wenn der Strom über ein Versorgungsnetz bezogen wird (vgl. oben, 3.1.2, Seite 13 f.). Eine Befreiung von der Stromsteuer ist u. a. bei der Entnahme von „grünem“ Strom aus einem „grünen“ (Eigen-)Netz oder einer „grünen“ Leitung in § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG vorgesehen. Die Privilegierung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern steht im Einklang mit Erwägungsgrund 25 der Richtlinie 2003/96/EG, wonach die Förderung des Einsatzes alternativer Energiequellen (erneuerbare Energieträger) einen Anspruch auf Vorzugsbehandlung haben kann und mit Art. 15 Abs. 1 b) Richtlinie 2003/96/EG, wonach die Mitgliedsstaaten Steuerermäßigungen und -befreiungen für Strom aus ebendiesen Energieträgern gewähren können. Das Abstellen auf den physikalischen EE-Strom stellt sicher, dass ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energieträgern gefördert wird.

Der Nachteil der Regelung besteht jedoch darin, dass der Strombedarf von Letztverbrauchern (insbesondere auch von PtX-Anlagen) nur selten ausschließlich mit physikalischem EE-Strom gedeckt werden kann (Stichwort: Volatilität). Um auch bei Netzstrombezug von der Stromsteuer befreit werden zu können, müssten Instrumentarien eingeführt werden, die es ermöglichen, den über das Netz bezogenen EE-Strom eindeutig und zuverlässig der EE-Anlage, aus der er stammt, zuzuordnen (dazu unten mehr, Seite 38 f.) und eine Gleichstellung mit physikalischen EE-Strommengen zu rechtfertigen. Der so über das Versorgungsnetz bezogene bilanzielle EE-Strom müsste von § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG neu erfasst werden.

Um den Anwendungsbereich der Vorschrift zukünftig klarer zu regeln, hat das BMF aber am 23.10.2018 einen Referentenentwurf⁴⁶ vorgelegt, in dem nicht mehr auf ein ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern gespeistes Netz oder eine entsprechende Leitung, sondern auf den Selbstverbrauch des Betreibers am Ort der Erzeugung des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms abgestellt wird. Ausgangspunkt hierfür war eine beihilferechtliche Überprüfung durch die Europäische Kommission.⁴⁷ Auf absehbare Zeit dürfte eine Erweiterung des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG somit politisch schwer umzusetzen sein.

4.1.3 EEG-Umlage

Eine Privilegierung betreffend die EEG-Umlage genießen Power-to-Gas-Anlagen in § 61k Abs. 2 EEG 2017 bei direktem Strombezug aus einer EE-Anlage (vgl. oben, Seite 19). Für den Fall der Rückverstromung wird durch diese Regelung eine Doppelbelastung mit der EEG-Umlage verhindert. Mit derselben Argumentation wie unter 4.1.1.1 (Seite 24) könnte hier zunächst erwogen werden, den Anwendungsbereich auf sämtliche PtX-Technologien auszudehnen. Die gegenüber den anderen PtX-Technologien weitergehenden Einsatzpfade der Power-to-Gas-Technologie müssen nicht zwangsläufig mit einer rechtlichen Benachteiligung einhergehen.⁴⁸ Zur Flexibilisierung des Strommarkts sowie zur Förderung der Sektorenkopplung wäre es vielmehr geboten, auch Power-to-Heat-Anlagen in den Anwendungsbereich des § 61k Abs. 2 EEG 2017 aufzunehmen. Zu erwägen wäre in diesem Zusammenhang eine Ausnahme von der Rückverstromungspflicht, da diese Möglichkeit bei Power-to-Heat-Anlagen technisch schwer umzusetzen ist.

Darüber hinaus könnte auch hier daran gedacht werden, nicht nur Strom aus einer EE-Direktleitung zu privilegieren, sondern auch Strom, bei dem die „grüne“ Eigenschaft trotz Netzbezugs erhalten bleibt (siehe dazu 5, Seite 38 ff.). Dies ist vor allem deshalb sinnvoll, weil PtX-Anlagen durch die Entnahme von Überschussstrom aus dem Netz wichtige netzdienliche Funktionen übernehmen können.⁴⁹ Der direkte Strombezug ist bereits durch die §§ 61 ff. EEG 2017 begünstigt, wobei die EEG-

⁴⁶ Referentenentwurf des BMF vom 23.10.2018 (Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften).

⁴⁷ Vgl. ebenda, S. 22, 24.

⁴⁸ Vgl. Lietz, in: Danner/Theobald, Energierecht, 97. EL April 2018, § 61k EEG 2017, Rn. 26.

⁴⁹ Vgl. Lietz, ebenda, Rn. 28a.

Umlage nur anteilig anfällt oder sogar gänzlich entfällt (vgl. oben, unter 3.2.3, Seite 18 f.). Die bestehenden Vorschriften könnten entsprechend erweitert werden, wobei der Anwendungsbereich der neuen Privilegierungsvorschriften sämtliche Formen von PtX-Anlagen umfassen sollte. Die Privilegierung könnte netz- und systemdienliches Verbrauchsverhalten voraussetzen. Alternativ könnte der Bezug von „grünem“ Strom ganz allgemein begünstigt werden. In beiden Fällen würde ein Beitrag zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft geleistet.

4.2 Experimentierklausel

In diesem Abschnitt wird eine Vorgehensweise mithilfe einer Experimentierklausel untersucht. Damit könnte die Nutzung von EE-Strom konkret in Braunkohleregionen gefördert werden. Vor Ort könnten auf diese Weise Wertschöpfungsketten entstehen, die die Regionen zu Vorreitern im Bereich der innovativen Technologien für die Nutzung von erneuerbaren Energien machen.

Auf einem Blick:

Experimentierklausel

- **Definition:** Norm, die im Rahmen eines beschränkten Anwendungsbereiches die Auswirkungen eines Tatbestandes und/oder einer Rechtsfolge auf einen beschränkten Tatsachenverhalt in einem **Reallabor** erproben
- Einführung einer neuen und weitergehenden Experimentierklausel als die bisher existierenden
 - ⇒ **systematisch** sowohl im EnWG (vgl. § 119 EnWG) als auch im EEG (vgl. § 39j, 88d EEG 2017) denkbar
- Schaffung eines neuen Anlagentypus („**Energiegewinnungsanlage**“) denkbar
 - ⇒ könnte neben der Gewinnung von EE-Strom auch die Erzeugung anderer Energieträger wie Gas oder thermische Energie umfassen
 - ⇒ damit würden die auf der Trennung von EE-Stromerzeugungs- und PtX-Anlagen beruhenden Hemmnisse entfallen, im Einzelnen:
 - **Stromnebenkosten**
 - **Verbot der Eigenversorgung** für einer PtX-Anlage durch denselben Betreiber einer EE-Anlage, § 27a EEG 2017

- selbst die **Letztverbrauchereigenschaft** von PtX-Anlagenbetreibern könnte in Frage gestellt werden
- Bestimmung der Teilnahme an dem Experiment per **Ausschreibungsverfahren** möglich
 - ⇒ **Zuschlagskriterien** könnten Aspekte wie die Auswirkung auf die lokale Wertschöpfung, den Dekarbonisierungsbeitrag, die Netz- und Systemdienlichkeit, den Innovationsgrad und den Beitrag zur Energieeffizienz berücksichtigen
- Vereinbarkeit mit **Verfassungsrecht**:
 - ⇒ allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 3 GG (+)
 - ⇒ Verbot des Einzelfallgesetzes, Art. 19 Abs. 1 GG (+)
 - ⇒ Anforderungen an eine Verordnungsermächtigung, Art. 80 GG (+)
- Vereinbarkeit mit **Europarecht**:
 - ⇒ spielt eher eine Rolle bei der Überprüfung der zu erlassenden Verordnung

Experimentierklauseln sind Normen, die im Rahmen eines beschränkten Anwendungsbereiches die Auswirkungen eines Tatbestandes und/oder einer Rechtsfolge auf einen beschränkten Tatsachenverhalt in einem Reallabor erproben.⁵⁰ Mithilfe von Experimentierklauseln können potentielle Gesetzesänderungen gezielt auf ihre Auswirkungen untersucht werden, bevor sie endgültig umgesetzt werden. Der Kohleausstieg stellt insbesondere die Braunkohleregionen vor eine große Herausforderung. In diesen vom Strukturwandel betroffenen Gebieten muss die Erprobung gesetzlicher Vergünstigungen in einem Reallabor angedacht werden. Auch die Kohlekommission betont das Erfordernis, Spielräume in den vorhandenen rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen.⁵¹ Experimentierklauseln sind in der Rechtssetzungspraxis keineswegs fremd. Mit § 119 EnWG hat etwa der (Bundes-)Gesetzgeber eine Experimentierklausel in Form einer Verordnungsermächtigung erlassen. Auf dieser Grundlage wurde die sog. SINTEG-Verordnung⁵² („Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“) erlassen, dessen Anwendungsbereich jedoch äußerst eng gezogen ist. Im Rahmen des Förderprogramms SINTEG wurden Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender

⁵⁰ Vgl. auch *Maaß*, Experimentierklauseln für die Verwaltung und ihre verfassungsrechtlichen Grenzen, 2001, S. 39, der den Begriff wie folgt definiert: „Experimentierklauseln bilden eine Gesetzestechnik, mit Hilfe derer der Gesetz- oder Ordnungsgeber zur Erprobung eines von der Verwaltung durchzuführenden Vorhabens, welches zu einem späteren Zeitpunkt auf der Basis der gewonnenen Erfahrungen endgültig normiert werden soll, die Exekutive ermächtigt, von geltendem Recht abzuweichen oder zu dispensieren.“

⁵¹ Kohlekommission, Zwischenbericht zu möglichen Maßnahmen zur sozialen und strukturpolitischen Entwicklung der Braunkohleregionen, Beschluss vom 25.10.2018, S. 38.

⁵² SINTEG-Verordnung vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653).

Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entwickelt. Sie schaffte einen rechtlichen Rahmen dafür, dass den Teilnehmern des Förderprogramms keine wirtschaftlichen Nachteile durch ihre Projektaktivitäten entstehen. Die SINTEG-Verordnung sieht beispielsweise für PtX-Anlagen eine Erstattung der Netzentgelte, der Aufschläge auf die Netzentgelte sowie 60 Prozent der EEG-Umlage vor (vgl. § 8 SINTEG-V). Das Programm startete im Jahr 2017 und in den ausgewählten Schaufensterregionen konnten gute Erfahrungen gemacht werden. Eine weitere Experimentierklausel findet sich in den §§ 39j, 88d EEG 2017, wobei von dieser Verordnungsermächtigung noch kein Gebrauch gemacht wurde. Hieran anknüpfend könnte die Einführung einer neuen Experimentierklausel weitergehende Handlungsoptionen als nach gegenwärtiger Rechtslage ermöglichen und einen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung - etwa durch preisgerechte Umwandlung von Strom in andere Energieträger und ihrer lokalen Nutzbarmachung - leisten. Systematisch könnte die Experimentierklausel sowohl als ein neuer „§ 119a EnWG“ als auch als „§ 88e EEG 2017“ verfasst werden. Letzteres erscheint vor dem innovativen Hintergrund des Experiments und dem geplanten Ausbau der Innovationsausschreibungen⁵³ als vorzugswürdig.

4.2.1 Gestaltungsmöglichkeiten

Hauptmerkmal des Tatbestandes könnte die **Schaffung eines neuen Anlagentypus** sein, der Raum für innovative Konzepte im Rahmen der Sektorenkopplung schafft. Die an die Letztverbraucherengenschaft anknüpfenden Hemmnisse beruhen hauptsächlich auf der Trennung von EE-Stromerzeugungs- und PtX-Anlagen. Strom ist im Vergleich zu anderen Energieträgern übermäßig mit staatlich veranlassten Kosten belastet und eine Gleichstellung ist zumindest für den Strombezug einer Sektorenkopplungsanlage erstrebenswert. Im Rahmen der Experimentierklausel könnten eine oder mehrere Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einer oder mehreren Anlagen zur Umwandlung des EE-Stroms in andere Energieträger zu einer Anlage verbunden werden. Diese Kopplung kann unabhängig von einer rechtlichen Trennung der einzelnen Anlagenbetreiber (kein Zwang zur Personenidentität) und der Form der Stromlieferung (kein Zwang zur Direktleitung) gewährt werden. Erfasst werden könnten sowohl neue Anlagen als auch Bestandsanlagen. Die Integration eines Modells zur Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom (siehe dazu Seite 38 ff.) ist in diesem Zusammenhang zwar von Vorteil, aber nicht zwingend. Es hätte jedenfalls den Vorteil, dass EE-Strom aus Verbraucherperspektive – etwa für regional ansässige Unternehmen zur Reduzierung ihrer CO₂-Emissionen – auch bei Strombezug aus dem Versorgungsnetz anrechenbar wäre. Zudem sind Konzepte denkbar, in denen auch Gewerbe in die Anlagencluster mit eingebunden werden.

Die **Regionalität** könnte dadurch gewährleistet werden, dass die Bestandteile des Anlagenclusters an dasselbe Verteilnetz angeschlossen sein müssen. Oder es wird zur Voraussetzung gemacht, dass die Bestandteile des Anlagenclusters auf Grundlage einer Vereinbarung mit dem Netzbetreiber Netzanschlusspunkte zugewiesen bekommen, die sich günstig auf die Netzengpassbewirtschaftung auswirken. Schließlich wäre noch denkbar, dass nur solche Anlagencluster zulässig sind, bei denen alle Bestandteile auf derselben Spannungsebene desselben Verteilnetzes angeschlossen werden. Es könnte an Tatsachen angeknüpft werden, die eine regionale Nutzbarmachung des EE-Stroms ermöglichen. Das Netzausbaugesetz i. S. d. §§ 36c, 88b Abs. 1 EEG 2017 bietet sich aufgrund des Überschusses von EE-Strom für die verstärkte Nutzung der Sektorenkopplung an. Für die Braunkohleregionen bringt das nach derzeitigem Stand leider keinen Vorteil, da das Netzausbaugesetz nach § 36c Abs. 3 Nr. 1 und 2 EEG 2017 zusammenhängend bestimmt sein muss und sich aktuell im Norden Deutschlands befindet. Gleichmaßen geeignet für ein Experiment sind die von der BNetzA festgestellten Orte, an denen es regelmäßig zu Netz- und Systemmanagementmaßnahmen kommt. Es könnte an die entsprechenden Verteilnetzgebiete angeknüpft werden. Da die Orte jedoch flexibel und nicht

⁵³ Vgl. Referentenentwurf des BMWi, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, Bearbeitungsstand: 31.10.2018.

feststehend sind, wäre eine genauere Beschreibung dem Verordnungsgeber zu überlassen. Für das Experiment geeignet sind ferner Gebiete, in denen bilanziell 100 % EE-Strom verfügbar ist. Der Zubau von EE-Anlagen sollte daher im Fokus der Braunkohleregionen stehen. Ansonsten bedarf es eines regionalen Zuschnitts des Experiments.

Das Modell des Anlagenclusters ist angelehnt an das Konzept der sog. „**Energiegewinnungsanlage**“ aus dem aktuellen Referentenentwurf des BMWi⁵⁴. Nach der dort vorgesehenen Nummer 7 in § 3 WindSeeG umfasst der Anlagenbegriff nicht nur die Gewinnung von EE-Strom, sondern auch die Erzeugung anderer Energieträger wie Gas oder thermische Energie.⁵⁵ Daraus lässt sich schließen, dass der Gesetzgeber grundsätzlich offen für ein innovatives Konzept dieser Art ist.

Auf der Rechtsfolgenseite könnte ein möglichst umfassendes Abweichen von den **Stromnebenkosten** ermöglicht werden. Ein Großteil der Stromnebenkosten ist keine (unmittelbar) vom Staat erhobene Abgabe oder sonstige Zahlung, sondern an Dritte (Private) zu leisten (besonders relevant die EEG-Umlage). Hinsichtlich dieser Kosten ist im Rahmen der Experimentierklausel an eine Erstattung zu denken. Bei der Erstattung der Kosten ist jedoch eine nicht gewollte Wettbewerbsverzerrung zu vermeiden. So ist fraglich, ob bei dem Betrieb einer Anlagenkopplung, die ihren Strom über das allgemeine Versorgungsnetz liefert, eine Erstattung der Netzentgelte sachgemäß und gerechtfertigt ist. Angesichts der Netznutzung und der damit einhergehenden Auslastung des Netzes wäre eine Erstattung dieser Kosten nur schwer vertretbar. Es kann auch das **Verbot der Eigenversorgung** für den Betrieb der PtX-Anlage **durch denselben Betreiber** einer Erneuerbaren-Energie-Anlage in § 27a EEG 2017 aufgehoben werden. Vorzugswürdig ist dabei die Schaffung einer Ausnahmeregelung für den Fall des ausschließlichen Bezugs von Strom aus erneuerbaren Energien. Es ist sogar denkbar, den Betrieb einer PtX-Anlage bei ausschließlichem Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien nicht als **Letztverbrauch** anzusehen. Damit würden sämtliche Stromnebenkosten, die an diese Eigenschaft anknüpfen, gänzlich entfallen. Einem solchen Vorgehen steht die Rechtsprechung des BGH zu Pumpspeicherkraftwerken nicht entgegen.⁵⁶ Die Letztverbrauchereigenschaft ist ein Rechtsbegriff, dessen Definition durch eine Gesetzesänderung geändert bzw. eingeschränkt werden kann.

4.2.2 Vereinbarkeit mit Verfassungs- und Europarecht

Zu beachten sind in jedem Fall verfassungs- (z. B. Art. 3, 80 GG) und europarechtliche Vorgaben (z. B. Art. 107 AEUV, welcher jedoch eher bei der Überprüfung der zu erlassenden Verordnung eine Rolle spielt). Bei der Festlegung des persönlichen Anwendungsbereichs muss darauf geachtet, dass dieser nicht so eng gefasst wird, dass das Experiment nicht mehr geeignet ist, ein repräsentatives Ergebnis zu ermöglichen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die **Ungleichbehandlung wesentlich gleicher Sachverhalte** eines sachlichen Grundes bedarf, Art. 3 GG. Die Ungleichbehandlung muss einen legitimen Zweck verfolgen, zu dessen Verwirklichung die Maßnahme geeignet, erforderlich und angemessen ist. Der legitime Zweck ist hier darin zu sehen, eine potentielle Gesetzesänderung auf ihre Tauglichkeit hin zu untersuchen, ohne ein komplexes Regulierungssystem insgesamt umzustoßen.⁵⁷ Im Rahmen der Angemessenheit ist sodann im Hinblick auf die Teilnehmerzahl festzuhalten, dass ein Zwang zur Teilnahme wohl nicht mehr im Verhältnis zum Zweck der Erprobung steht. Ein bereits mit Normerlass (vor-)bestimmter Teilnehmerkreis würde zudem gegen das **Verbot des Einzelfallgesetzes** in Art. 19 Abs. 1 GG verstoßen. Gleichzeitig muss im Rahmen der Verordnungsermächtigung das höchstzulässige Ausmaß der Verordnung gem. Art. 80 GG festgelegt werden, wozu auch der Teilnehmerkreis gehört. Es bietet sich an, die Vorzüge des offenen und geschlossenen Anwendungsbereichs in einem vermittelnden Ansatz zu kombinieren. Bei diesem Mittelweg stünde die Teilnahme grundsätzlich allen Marktteilnehmern zu, wobei eine Auswahl anhand vordefinierter Merkmale

⁵⁴ Wie zuvor.

⁵⁵ Referentenentwurf des BMWi, S. 144.

⁵⁶ Vgl. BGH, Beschluss vom 17. November 2009 - EnVR 56/08 - OLG Düsseldorf.

⁵⁷ Vgl. *Maaß*, Experimentierklauseln für die Verwaltung und ihre verfassungsrechtlichen Grenzen, 2001, S. 149 f.

erfolgen würde. Dies ist mittels einer **Ausschreibung** zur Teilnahme und eines Zuschlags unter Anwendung zur Förderung bevorzugter Kriterien umsetzbar. Die **Zuschlagskriterien** könnten Aspekte wie eine direkte Auswirkung auf die lokale Wertschöpfung, einen hohen Dekarbonisierungsbeitrag, eine hohe Netz- und Systemdienlichkeit, einen hohen Innovationsgrad sowie einen hohen Beitrag zur Energieeffizienz des Vorhabens berücksichtigen, womit zugleich der sachliche Anwendungsbereich der Experimentierklausel begrenzt wäre. Sollte das Gewerbe mit in die Anlagencluster einbezogen werden, müsste auch insoweit der Experimentiercharakter erhalten bleiben. Denn Vergünstigungen ohne Experimentiercharakter sind eher bei einem Sonderfördergebiet in Form einer „Sonderwirtschaftszone“ (dazu unten mehr, Seite 33) anzusiedeln. Ein regionaler Zuschnitt explizit auf die Braunkohleregionen ist nur möglich, wenn das Experiment gebietspezifisch ausgestaltet wird (z. B. Aufrechterhaltung der Energieversorgung in den vom Strukturwandel betroffenen Regionen mithilfe von Sektorenkopplungsanwendungen), wobei auch hier zu beachten ist, dass der Experimentiercharakter des Vorhabens erhalten bleiben muss. Bei der Festlegung des zeitlichen Rahmens genügt die Nennung einer **Höchstdauer** in der Experimentierklausel. Sie darf nicht zu hoch angesetzt werden, da andernfalls der Experimentiercharakter entfiere und die Verletzung des Gleichheitssatzes nicht mehr gerechtfertigt wäre. Zugleich darf die Dauer nicht zu niedrig gewählt werden, um sicherzustellen, dass aussagekräftige Erfahrungen gesammelt werden. Die Bestimmung der Höchstdauer kann sowohl in Jahren als auch Betriebsstunden angegeben werden.

4.3 Schaffung eines Sonderfördergebiets

Alternativ zur Fassung einer Experimentierklausel besteht schließlich die Möglichkeit, Sonderfördergebiete in den vom Strukturwandel betroffenen Gebieten zu schaffen. Dadurch könnten die größten Effekte im Hinblick auf die Problembewältigung in den Braunkohleregionen erzielt werden.

Auf einem Blick:

Schaffung eines Sonderfördergebiets

- gebietspezifische **Erleichterungen des regulatorischen Rahmens** können vorgesehen werden
 - ⇒ im Bereich der **Stromnebenkosten**
 - ⇒ darüber hinaus auch **in anderen Wirtschaftsbereichen** wie Gesundheitswesen, Bildung oder Straßenverkehr (Unterschied zur Experimentierklausel)
 - ⇒ im Ergebnis könnte diese Option den größten Beitrag zur Bewältigung der mit dem Strukturwandel in **Braunkohleregionen** verbundenen Herausforderungen liefern
- Normierung bietet sich im **Kohleausstiegsgesetz** an
- Vereinbarkeit mit **Verfassungsrecht**:

⇒ allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 3 GG (+)

- Vereinbarkeit mit **Europarecht**:

⇒ Beihilferecht, Art. 107, 108 AEUV (+)

⇒ Warenverkehrsfreiheit, Art. 34 AEUV (+)

⇒ Sekundärrecht (+)

Sonderfördergebiete⁵⁸ könnten sich einerseits auszeichnen durch den Charakter einer „**Sonderwirtschaftszone**“. Dabei kann es sich um eine Art größer angelegten Industriepark mit staatlich gewährten Sonderkonditionen wie den Erlass von Steuern oder die Förderung durch die Bereitstellung von Infrastruktur handeln. In Polen existieren etwa 14 „Sonderwirtschaftszonen“, woraus sich schließen lässt, dass sie nicht grundsätzlich vom EU-Recht ausgeschlossen werden, sondern unter bestimmten Voraussetzungen als zulässig anerkannt werden. Andererseits könnten Sonderfördergebiete den Charakter einer **Modellregion** aufweisen, in der verschiedene Reallabore durchgeführt werden: Reallabore sind zeitlich und räumlich begrenzte sowie rechtlich abgesicherte Experimente, die unter realen Bedingungen eine Erprobung von vorwiegend digitalen Innovationen und Regulierung im Zusammenspiel erlauben. Neben Praxistests für Technologien und Geschäftsmodellen steht die Überprüfung bestehender und die Erprobung neuer regulatorischer Rahmensetzungen im Vordergrund. Die Ausgestaltung als „Sonderwirtschaftszone“ würde Reallabore nicht ausschließen, sie wären aber nur im üblichen Rahmen mit den oben (Seite 28) genannten Einschränkungen möglich. Der regulatorische Rahmen für die Schaffung von Sonderfördergebieten könnte im Kohleausstiegsgesetz normiert werden.

4.3.1 Gestaltungsmöglichkeiten

Erleichterungen des regulatorischen Rahmens wären vor allem im Bereich der **Stromnebenkosten** denkbar. So könnten die unter 4.1 bis 4.2 (Seite 22 ff.) genannten Möglichkeiten in einem räumlich begrenzten Bereich umgesetzt werden, wodurch ein erheblicher Anreiz für die regionale Entwicklung und die Ansiedlung von (industriellen) Nutzern gesetzt werden könnte. Im Gegensatz zur Handlungsoption der Experimentierklausel besteht im Falle eines Sonderfördergebiets die Möglichkeit, nicht nur Vergünstigungen im Bereich der Energiewirtschaft vorzusehen. Durch **Vergünstigungen auch in anderen Wirtschaftsbereichen** (wie z. B. Gesundheitswesen, Bildung oder Verkehrswesen) könnten in der Region Arbeitsplätze geschaffen und Wachstum begünstigt werden. Dies hätte in zweierlei Hinsicht positive Auswirkungen für ganz Deutschland. Zum einen könnten die mit dem Kohleausstieg verbundenen Herausforderungen - insbesondere Arbeitslosigkeit, Abwanderung, Umstellung in der Energieversorgung - umfassend bewältigt werden. Zum anderen könnte eine hochinnovative Region mit Vorbildfunktion entstehen.

Die **Braunkohleregionen** bieten gute Bedingungen hierfür. In der Lausitz wird derzeit beispielsweise ein großes Schienenverkehrsprojekt fertiggestellt, welches es künftig ermöglichen wird, Waren in fünf Tagen von den Seehäfen in den Niederlanden und in Norddeutschland durch die Lausitz bis in die Ukraine und weiter nach Asien zu transportieren.⁵⁹ Dies bietet neue Chancen für dort

⁵⁸ Auf Seite 38 ihres Zwischenberichts erwähnt die Kohlekommission diese Option unter den Begriffen „Sonderfördergebiete“ bzw. „Sonderförderregionen“.

⁵⁹ Vgl. Niederlausitz aktuell, „Von der Lausitz über die Seidenstraße bis China. Größtes Eisenbahnprojekt des Jahrzehnts fertiggestellt“ vom 23.01.2018, <https://www.niederlausitz-aktuell.de/niederlausitz/70329/von-der-lausitz-ueber-die-seidenstrasse-bis-china-groesstes-eisenbahnprojekt-des-jahrzehnts-fertiggestellt.html>.

ansässige Transport- und Produktionsunternehmen und für neue Wirtschaftsansiedlungen. Insbesondere Sektorenkopplungsanlagen könnten in diesem Zusammenhang einen Teil der Energieversorgung übernehmen sowie zur Dekarbonisierung und Erfüllung der EE-Pflichten auf Verbraucherseite beitragen. Voraussetzung hierfür wäre die Integration des unten genannten Modells (Seite 38 ff.) zur Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom. Anreize im rechtlichen Rahmen könnten bewirken, dass im Einzelnen Investorenentscheidungen zugunsten von Braunkohleregionen getroffen werden. Beispielhaft sei hier angeführt, dass derzeit überlegt wird, eine Batterieproduktionsstätte in der Lausitz zu eröffnen.⁶⁰

Es wird teilweise darauf aufmerksam gemacht, dass Unternehmen in den zu Sonderfördergebieten deklarierten Braunkohleregionen eine Niederlassung gründen könnten, um von Steuerermäßigungen zu profitieren, ohne einen realen Mehrwert für die Region zu haben.⁶¹ Zudem bestehe die Gefahr einer Benachteiligung anderer strukturschwacher Regionen (insbesondere in Sachsen) und eines Dumping-Wettbewerbs zwischen strukturschwachen Regionen, bei dem am Ende alle verlieren.⁶² Bei genauerem Hinsehen wird jedoch deutlich, dass es sich hierbei um Aspekte handelt, die nicht grundsätzlich gegen die Einführung von Sonderfördergebieten und den mit ihnen verbundenen Vergünstigungen sprechen. Die **befürchteten negativen Effekte** können durch eine entsprechende Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens gehemmt oder sogar gänzlich verhindert werden. So kann beispielsweise die Gewährung der Privilegien davon abhängig gemacht werden, dass ein tatsächlicher Beitrag zur regionalen Wertschöpfung geleistet wird (z. B. Schaffung von Arbeitsplätzen, regionale Nutzbarmachung von EE-Strom). Ein Dumping-Wettbewerb zwischen strukturschwachen Regionen ist mit dem in diesem Gutachten verfolgten Ansatz nicht zu befürchten, da er speziell auf die vom Kohleausstieg betroffenen Gebiete abzielt. Die Schaffung eines Sonderfördergebiets hat jedoch absoluten Ausnahmecharakter und ist als ultima ratio zu verstehen. Für andere strukturschwache Regionen käme sie nur bei einer vergleichbaren Situation wie bei den vom Kohleausstieg betroffenen Braunkohleregionen in Betracht. Andernfalls haben sie die rechtliche Besserstellung dieser Regionen zumindest solange hinzunehmen, bis die mit dem Strukturwandel zusammenhängenden Probleme bewältigt werden.

4.3.1 Vereinbarkeit mit Verfassungs- und Europarecht

Die Regelungen, mit denen Sonderfördergebiete eingeführt werden, müssten im Einklang verfassungs- und europarechtlichen Vorgaben stehen.

4.3.1.1 Verfassungsrecht

Die auf staatlichem Handeln fußende Privilegierung von Unternehmen in ausgewählten Regionen ist eine Ungleichbehandlung anderer Unternehmen mit vergleichbaren Geschäftsmodellen außerhalb der Region und damit eine **Ungleichbehandlung wesentlich gleicher Sachverhalte**. Dies stellt einen Eingriff in den Schutzbereich des Art. 3 GG dar, der mit einem sachlichen Grund gerechtfertigt werden muss. Ein legitimer sachlicher Grund könnte durchaus in der dringend benötigten Förderung der vom Kohleausstieg betroffenen Gebiete liegen, woraus sich zugleich die räumliche Begrenzung ergibt. Die Einführung eines Sonderfördergebiets muss im Einzelfall geeignet, erforderlich und angemessen sein. Es darf insbesondere kein milderes Mittel geben, das den mit der Maßnahme verfolgten Zweck ebenso gut erreichen könnte. Aufgrund des Alleinstellungsmerkmals eines Sonderfördergebiets, Braunkohleregionen mit Privilegierungen bzw. Reallaboren in verschiedenen

⁶⁰ Vgl. *Kunoth*, in: Radio Lausitz, „Gewerkschaft sieht Lausitz als Standort für Batterieproduktion“ vom 04.10.2018, <https://www.radiolausitz.de/beitrag/gewerkschaft-sieht-lausitz-als-standort-fuer-batterieproduktion-556104/>.

⁶¹ Vgl. *Wulff*, in: mdr aktuell, „Eine Sonderwirtschaftszone als Chance für die Lausitz?“ vom 21.06.2018, <https://www.mdr.de/nachrichten/politik/regional/sonderwirtschaftszone-lausitz-kohle-100.html>.

⁶² Wie zuvor.

Wirtschaftszweigen zu fördern, ist kein milderes Mittel bei gleichbleibender Effektivität zur Erreichung dieses Zwecks ersichtlich. Zur Wahrung der Verhältnismäßigkeit dürfte eine zeitliche Begrenzung notwendig sein, denn die Maßnahme ist nur solange gerechtfertigt, bis die mit dem Strukturwandel verbundenen Herausforderungen überwunden werden. Bei der Ausgestaltung des Sonderfördergebiets als Modellregion bietet es sich an, die Teilnahme an den Reallaboren in einem Ausschreibungsverfahren zu ermitteln (siehe dazu oben, Seite 31). Gemessen an diesen verfassungsrechtlichen Anforderungen wäre die Schaffung eines Sonderfördergebiets somit grundsätzlich zulässig.

4.3.1.2 Europarecht

In europarechtlicher Hinsicht können Abweichungen vom regulatorischen Rahmen unter den **Beihilfebegriff des Art. 107 AEUV** fallen. Dabei ist es unschädlich, dass der Staat selbst keine Mittel bereitstellt, da auch der Verzicht auf sonst anfallende Abgaben und Kosten unter den Beihilfebegriff fällt.⁶³ Maßgeblich für die Anwendung des Beihilfeverbotes ist die zu prüfende Beeinträchtigung des Binnenmarktwettbewerbes. Entscheidend für die Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht ist dabei die Frage, ob die zu schaffenden Sonderfördergebiete den Energiewirtschaftsmarkt zwischen den Mitgliedsstaaten negativ beeinflussen. An dieser Stelle sei kurz auf die De-Minimis-VO hingewiesen, die Beihilfen bis zu einer bestimmten geldwerten Höhe aus dem Verbotsbegriff des Art. 107 Abs. 1 AEUV ausschließt.⁶⁴ Doch auch wenn die Privilegierungen im Rahmen des Sonderfördergebiets eine grundsätzlich verbotene Beihilfe nach dem Unionsrecht darstellt, könnte die Kommission sie **ausnahmsweise** nach Art. 107 Abs. 3 AEUV als **mit dem Unionsrecht vereinbar** ansehen. Der Kommission steht dabei ein nicht unerhebliches Ermessen zu. Sonderfördergebiete könnten dem Grunde nach eine Beihilfe zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse bzw. zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete darstellen. Im Rahmen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien, welche sich die Kommission zur eigenen Ermessenslenkung selbst gegeben hat, unterzieht sie die Beihilfe letztlich einer intensiven Verhältnismäßigkeitsprüfung und untersucht, ob und inwieweit die Beihilfe zur Förderung erneuerbarer Energien geeignet, erforderlich und angemessen ist.⁶⁵ Bezogen auf die Braunkohleregionen ist die Rechtfertigung aus Gründen der zumindest zeitweisen Förderung der vom Strukturwandel betroffenen Regionen naheliegend. Grundsätzlich müssen staatliche Beihilfen gemäß Art. 108 Abs. 3 AEUV vor der Europäischen Kommission ein **Notifizierungsverfahren** durchlaufen. Gemäß Art. 108 Abs. 4 AEUV kann die Europäische Kommission durch Verordnungen für bestimmte staatliche Beihilfen festlegen, dass diese von dem Notifizierungsverfahren ausgenommen sind. Hiervon hat die Kommission durch die **Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)**⁶⁶ Gebrauch gemacht. Einzelne **Regionalbeihilfen** werden darin als mit dem Beihilferecht vereinbar angesehen und von der Notifizierungspflicht befreit (vgl. Art. 1, 13, 14 AGVO). Regionalbeihilfen sind solche, die durch die Förderung von Investitionen und die Schaffung von Arbeitsplätzen speziell auf die wirtschaftliche Entwicklung bestimmter geographischer Gebiete abzielen.⁶⁷ Investitionsbeihilfen für **Energieinfrastrukturen** werden unter den Voraussetzungen des Art. 48 AGVO als mit dem Beihilferecht vereinbar angesehen

⁶³ Siehe dazu EuGH, Urteil vom 13. 3. 2001 – C-379/98; EuGH, Urteil vom 11. 9. 2004 - C-204/12 bis C-208/12; EuGH, Urteil vom 1. 7. 2014 – C-573/12.

⁶⁴ Nach der De-Minimis-Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 liegt keine verbotene Beihilfe vor, wenn der Gesamtbetrag der einem einzigen Unternehmen gewährten Beihilfe in einem Zeitraum von drei Steuerjahren 200 000 Euro nicht übersteigt, Art. 3 Abs. 2 De-Minimis-VO.

⁶⁵ Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ABl. C 200 vom 28.06.2014.

⁶⁶ Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union Text von Bedeutung für den EWR.

⁶⁷ *Ruthig/Storr*, Öffentliches Wirtschaftsrecht, 4. Auflage 2015, S. 454, Rn. 51.

und von der Notifizierungspflicht befreit. Voraussetzung ist in beiden Fällen, dass die Beihilfen **in Fördergebieten** gewährt werden. Für den Fall der Ausgestaltung der Sonderfördergebiete als Modellregionen kommt weiterhin Art. 25 AGVO in Betracht. Hiernach werden Beihilfen für **Forschungs- und Entwicklungsvorhaben** begünstigt. Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sind Vorhaben, die darauf abzielen, eine genau definierte unteilbare Aufgabe ökonomischer, wissenschaftlicher oder technischer Art mit klar festgelegtem Ziel durchzuführen.⁶⁸ Zu den Forschungs- und Entwicklungskategorien gehören die Grundlagenforschung, industrielle Forschung, experimentelle Entwicklung und Durchführbarkeitsstudien, Art. 25 Abs. 2 AGVO. In Art. 2 Nr. 85 AGVO wird der Begriff der industriellen Forschung definiert als planmäßiges Forschen oder kritisches Erforschen zur Gewinnung neuer Kenntnisse und Fertigkeiten mit dem Ziel, neue Produkte, Verfahren oder Dienstleistungen zu entwickeln oder wesentliche Verbesserungen bei bestehenden Produkten, Verfahren oder Dienstleistungen herbeizuführen. Art. 2 Nr. 86 AGVO definiert experimentelle Entwicklung als Erwerb, Kombination, Gestaltung und Nutzung vorhandener wissenschaftlicher, technischer, wirtschaftlicher und sonstiger einschlägiger Kenntnisse und Fertigkeiten mit dem Ziel, neue oder verbesserte Produkte, Verfahren oder Dienstleistungen zu entwickeln. Die Abgrenzung zwischen experimenteller Entwicklung und industrieller Forschung ist sehr komplex und nicht zwingend notwendig. Eine Tätigkeit kann auch mehreren Forschungs- und Entwicklungskategorien zugeordnet werden. Zu beachten ist insoweit nur, dass für die industrielle Forschung und die experimentelle Entwicklung unterschiedliche Beihilfenintensitäten bestehen. Bei der industriellen Forschung sind grundsätzlich 50% der Kosten beihilfefähig, während es bei der experimentellen Entwicklung lediglich 25% sind, Art. 25 Abs. 5 AGVO. In einer Modellregion könnten einzelne Experimente demnach grundsätzlich gem. Art. 25 Abs. 1 AGVO mit dem Beihilferecht vereinbar angesehen und von der Notifizierungspflicht befreit werden. Der Beihilfetatbestand des Art. 56 AGVO (**Förderung lokaler Infrastrukturen**) gilt grundsätzlich nur, wenn nicht bereits unter den Tatbestand der Energieinfrastruktur (Art. 48 AGVO) bzw. Forschungs- und Entwicklungsvorhaben (Art. 25 AGVO) subsumiert wurde, vgl. Art. 56 Abs. 2 AGVO. Soll demgegenüber ein Zusammenwachsen zu einer Pilotregion stattfinden, ist Art. 56 AGVO nicht subsidiär. Art. 56 AGVO begünstigt bestimmte Finanzierungen für Infrastrukturen, die auf lokaler Ebene einen Beitrag zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Unternehmen und Verbraucher und zur Modernisierung und Weiterentwicklung der industriellen Basis leisten.

Über das Beihilfenrecht hinaus kann auch eine Verletzung der Grundfreiheiten relevant sein. Hier ist insbesondere die **Warenverkehrsfreiheit** zu nennen. Diese untersagt die mengenmäßigen Einfuhrbeschränkungen sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung, Art. 34 AEUV. Mit Blick auf die Rechtsprechung des EuGH sei kurz vorangestellt, dass Strom eine Ware im Sinne des Unionsrechts darstellt.⁶⁹ Die angestrebte Förderung der Braunkohleregionen durch die Abweichung von bestehenden Vorschriften schränkt potentiell den Warenverkehr zu Lasten von Produzenten in anderen Mitgliedsstaaten ein, denn diese haben keinen Zugang zu den Vergünstigungen. Der daraus folgende Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit kann jedoch gerechtfertigt sein. Die Förderung erneuerbarer Energien hat der EuGH wiederholt als rechtfertigungsfähig aus Gründen des Gesundheits- sowie Umwelt- und Klimaschutzes erachtet.⁷⁰ Eine Rechtfertigung könnte genauso aus Gründen der zumindest zeitweisen Förderung der vom Strukturwandel betroffenen Regionen anzunehmen sein. Eines Rückgriffes auf die primärrechtliche Warenverkehrsfreiheit gem. Art. 34 AEUV bedarf es dabei nur insoweit, als keine Ausgestaltung durch **Verordnungen und Richtlinien** (nur wenn diese schon Bindungswirkung entfalten) erfolgt ist. Im Hinblick auf die Energiewirtschaft sind hier beispielsweise die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel oder die Richtlinie (EG) 72/2009 über den Elektrizitätsbinnenmarkt zu nennen. In diesen Fällen sind die sekundärrechtlichen Normen heranzuziehen.

⁶⁸ Europäische Kommission, Unionsrahmen für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation, 2014/C 198/01, Seite 7, cc).

⁶⁹ EuGH, Urteil vom 10.12.1968 Rs. 7/68, Slg. 1968, 634, 642.

⁷⁰ Vgl. etwa EuGH, Urteil vom 01.07.2014 - C-573/12.

Die Bundesregierung sollte sich im Falle der Ausgestaltung der Braunkohleregionen als „Sonderwirtschaftszonen“ mit der Europäischen Union über die Ausweisung von deutschen Fördergebieten zusammensetzen. Gleichzeitig könnte - bei Bedarf - auf eine Anpassung der AGVO hingewirkt werden, damit die für die Realisierung von „Sonderwirtschaftszonen“ erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Modellregionen können im Einzelnen schon aufgrund der bestehenden Rechtslage (Art. 25 AGVO) profitieren. Eine Ausweisung der Braunkohleregionen als „Fördergebiete“ würde aber im Hinblick auf die europarechtliche Vereinbarkeit auch hier zu einer größeren Rechtssicherheit führen.

5 Rechtspolitische Möglichkeiten zur Überwindung der Hemmnisse durch den Verlust der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom

Unabhängig davon, welcher Weg letztlich für die Überwindung der Hemmnisse durch die Stromnebenkosten gewählt wird, besteht schließlich ein Bedürfnis dafür, die mit dem Verlust der „grünen“ und damit dekarbonisierenden Eigenschaft von EE-Strom verbundenen Nachteile zu überwinden. Durch den Verlust der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom entgeht ein Markt- und damit Innovationspotenzial, die Zahlungsbereitschaft verschiedener Kundensegmente zur Entwicklung neuer Produkte und Dienstleistungen zu nutzen. Für die Sektorenkopplung könnten Anreize gesetzt werden, über das Versorgungsnetz gelieferte Stromprodukte aus erneuerbaren Energien gegenüber solchen aus konventionellen Energieträgern zu bevorzugen.⁷¹

Auf einem Blick:

Überwindung der Hemmnisse durch den Verlust der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom

- Problem: dem Verbraucher wird bei Netzstrombezug nur **„grauer Strom“** geliefert
- Lösung: Einführung eines **neuen Vermarktungsmodells** in das EEG
 - ⇒ idealerweise in der Form einer **sonstigen Direktvermarktung** nach § 21a EEG 2017
- Herkunfts- und Regionalnachweise in den §§ 79 ff. EEG 2017 könnten erweitert werden
 - ⇒ Strom aus dem Netz als **Strom aus erneuerbaren Energien**, wenn für die gesamte Lieferkette des Stroms lückenlos und mindestens in einem **15-Minuten-Intervall** ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien bei **Zeitgleichheit** von Erzeugung und Verbrauch bilanziert wird (**„sortenreiner“ Bilanzkreis**)
 - ⇒ **Kontrolle** durch die BNetzA
- **Flexibilisierung der Wechselfrist** in § 21b Abs. 1 S. 2 EEG 2017 (derzeit 1 Monat) zur Erhöhung der Attraktivität der neuen Vermarktungsform

⁷¹ Der in diesem Kapitel gemachte Vorschlag beruht auf unseren Erwägungen aus der Studie „Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“, 10/2017.

- Möglichkeit der Entwicklung eines Modells, das ersparte EEG-Zahlungen auf die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage anrechnet → **Reduzierung der EEG-Umlage** bis auf null

5.1 Einführung eines neuen Vermarktungsmodells

Die Beibehaltung der „grünen“ Eigenschaft des über das Netz der allgemeinen Versorgung geleiteten EE-Stromes und die Weitergabe auf dem jeweiligen Nutzungspfad sind im bestehenden System des EEG 2017 nicht vorgesehen (siehe oben, 3.3, Seite 19 ff.). Diese Lücke kann nur durch die Schaffung einer neuen Regelung geschlossen werden.

Auf diese Weise könnte ein neues Vermarktungsmodell in das EEG integriert werden, das an die bestehenden Vermarktungsformen in den §§ 20 ff. EEG 2017 anknüpft. Idealerweise handelt es sich dabei um eine Form der **sonstigen Direktvermarktung** nach § 21a EEG 2017, welche nicht an besonders strenge Vorgaben (z.B. Doppelvermarktungsverbot) gebunden ist und einen vergleichsweise großen Spielraum für innovative Vermarktungsformen bietet. Zu Klarstellungszwecken könnte ein zweiter Absatz in den § 21a EEG 2017 aufgenommen werden. Die eigentliche Normierung des neuen Veräußerungsmodells wäre systematisch am besten bei den Herkunfts- und Regionalnachweisen in den §§ 79 ff. EEG 2017 einzuordnen. Es könnte ein neuer „§ 79b EEG 2017“ geschaffen werden, in dem die Einzelheiten des Veräußerungsmodells normiert werden. In dieser Norm könnte vorgesehen werden, dass aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommener Strom als Strom aus erneuerbaren Energien anzusehen ist, wenn für die gesamte Lieferkette des Stroms von seiner Erzeugung, über die Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung bis hin zu seiner Entnahme aus dem Netz lückenlos in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch mindestens in einem 15-Minuten-Intervall ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien bilanziert wird. Der angedachte Weg über „**sortenreine**“ **Bilanzkreise** würde sich in das bestehende regulatorische System der Strombilanzierung einfügen. Insoweit gibt es schon im Rahmen der Vermarktungsform der Marktprämien (vgl. § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017) „sortenreine“ Bilanzkreise. Hinsichtlich des geforderten Nachweises der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch ist festzustellen, dass die bestehende Rechtslage diese Erfassung grundsätzlich erlaubt. Die Kontrolle der Zeitgleichheit von Verbrauch und Erzeugung würde zum einen durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen, da dieser letztlich über die Ausgeglichenheit von Bilanzkreisen wacht. Zudem wird davon ausgegangen, dass die BNetzA als Regulierungsbehörde nach dem EnWG bereits über § 27 Abs. 1 Nr. 5 StromNZV Befugnisse hat, die Zeitgleichheit zu überprüfen. Zur Erhöhung der Rechtssicherheit könnte jedoch eine eindeutige Zuweisung der Überwachung durch die BNetzA in § 85 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 eingefügt werden.

5.2 Flexibilisierung der Wechselfrist

Als weiteres Hemmnis stellt sich die unflexible Hemmnis der Wechselfrist zwischen den Vermarktungsformen in § 21b Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 dar. Zunächst müsste die neue Vermarktungsform als eine Nummer 5 in § 21b Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 eingefügt werden. Anschließend könnte eine Ausnahmeregelung für den Wechsel von oder zu der neuen Vermarktungsform in § 21b Abs. 1 S. 3 EEG 2017 normiert werden. Diese Flexibilisierung würde die Sicherheit eines schnellen Wechsels in eine Vermarktung mit EEG-Zahlungsanspruch erhalten und die **Attraktivität der neuen Vermarktungsform erhöhen**. Eine starre Wechselfrist erscheint anders als für die bisherigen Vermarktungsformen nicht notwendig, denn ein in der Vergangenheit befürchtetes **Rosinenpicken** ist wegen der intendierten langfristigen Lieferbeziehungen und damit auch der Verpflichtung, den

vereinbarten Strom aus erneuerbaren Energien aus den benannten EE-Anlagen zu liefern, **nicht zu befürchten**. § 21c Abs. 1 EEG 2017 müsste entsprechend angepasst werden und könnte die Mitteilung des Wechsels der Veräußerungsform bis beispielsweise eine Stunde vor dem Wechsel zulassen.

5.3 Marktintegration

Auf der Grundlage dieser Änderungen könnte ein Modell entwickelt werden, das ersparte EEG-Zahlungen auf die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage anrechnet und zugleich die Kostenneutralität des EEG 2017 sicherstellt. Eine **Ausgleichsregelung** könnte systematisch hinter § 61k EEG 2017 als § 61l EEG 2017 eingefügt werden. Die Meldepflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 74 Abs. 2 EEG 2017 müssten entsprechend ergänzt werden. Dadurch könnte die **EEG-Umlage** für Letztverbraucher im Ergebnis bis auf null **reduziert** werden. Der Übergang von einer geförderten hin zu einer vollständigen Marktintegration ist vom Gesetzgeber gewollt, § 2 Abs. 1 und 2 EEG 2017. Die hier vorgeschlagene Anrechnung entspricht insbesondere § 2 Abs. 4 EEG 2017, der zum Ausdruck bringt, dass die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien geringgehalten werden sollen. **In europarechtlicher Hinsicht** stellt sich die Frage, ob die Verringerung der EEG-Umlage als Beihilfe i. S. v. Art. 107 AEUV einzustufen wäre.⁷² Doch selbst wenn man dies annimmt, würde eine Beihilfe wohl aus Gründen des Umweltschutzes nach Art. 107 Abs. 3 AEUV gerechtfertigt sein. Denn die vollständige Marktintegration wäre ein Beitrag zur Erreichung der Klimaziele und könnte die Akzeptanz in der Bevölkerung für die Energiewende erhöhen. Gleichzeitig könnte EE-Strom sektorenübergreifend zum Erreichen der Quoten für erneuerbare Energien eingesetzt werden.

⁷² Vgl. EuG, Rs. T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281, Rn. 125.

6 Literaturverzeichnis

- Bundesministerium der Finanzen. 2015. Schreiben: „Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Buchstabe b StromStG; Leistungsbeziehungen und Leistungsgegenstand; Konkretisierung der Leistungsbeziehungen durch § 12b Abs. 4 StromStV“. 23. März. Geschäftszeichen III B 6 – V 4250/05/10003. Dokument 2015/0042944.
- Bundesministerium der Finanzen. 2018. Referentenentwurf. „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften“. 23. Oktober.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz & juris GmbH. 2018. *Gesetze im Internet*. Zugriff am 9. November 2018. www.gesetze-im-internet.de/index.html.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2018. Referentenentwurf. „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften“. 31. Oktober.
- Bundesnetzagentur. 2013. BK4-13-739. „Beschluss in dem Verwaltungsverfahren zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 29 Abs. 1 und Abs. 2 Satz 1 EnWG i.V.m. § 19 Abs. 2 StromNEV und § 30 Abs. 2 Nummer 7 StromNEV in der Fassung des Art. 2 der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) mit Wirkung ab dem 01.01.2014“. 11. Dezember.
- Bundesnetzagentur. 2014. „FAQ – Häufig gestellte Fragen zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (BK4-13-739) vom 11.12.2013“. www.bundesnetzagentur.de. Juni. Zugriff am 9. November 2018. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_70_Netztentgelte/BK4_71_Individuelle_Netztentgelte_Strom/BK4_Individuelle_Netztentgelte_Strom_node.html.
- Bundesnetzagentur. 2015. „Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität“. www.bundesnetzagentur.de Dezember. Zugriff am 9. November 2018. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netztentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Bundesnetzagentur. 2016. „Leitfaden zur Eigenversorgung“. www.bundesnetzagentur.de. 20. Juni. Zugriff am 9. November 2018. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf.
- Bundesnetzagentur. 2017. Diskussionspapier. „Flexibilität im Stromversorgungssystem, Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“. www.bundesnetzagentur.de. 3. April. Zugriff am 9. November 2018. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf.
- Connect Energy Economics. 2015. „Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics.“ Studie im Auftrag von Agora Energiewende, April.
- Danner/Theobald et al. 2018. *Kommentar zum Energierecht, 97. Ergänzungslieferung*. C. H. Beck.
- Europäische Kommission. 2014. Mitteilung. „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“. ABl. C 200. 28. Juni.
- Europäische Kommission. 2014. Mitteilung. „Unionsrahmen für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation“. ABl. C 198/1. 27. Juni.

- Europäische Kommission. 2016. „Weltweite Führungsrolle bei erneuerbaren Energien erreichen“. *europa.eu*. 30. November. Zugriff am 9. November 2018. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3987_de.htm.
- Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität. 2017. „Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“. Oktober.
- Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. 2018. Beschluss. „Zwischenbericht zu möglichen Maßnahmen zur sozialen und strukturpolitischen Entwicklung der Braunkohleregionen. 25. Oktober.
- Kunoth, Knut-Michael. Radio Lausitz. 2018. „Gewerkschaft sieht Lausitz als Standort für Batterieproduktion“. 4. Oktober. Zugriff am 29. November 2018. <https://www.radiolausitz.de/beitrag/gewerkschaft-sieht-lausitz-als-standort-fuer-batterieproduktion-556104/>.
- Maaß. 2001. *Experimentierklauseln für die Verwaltung und ihre verfassungsrechtlichen Grenzen*. Duncker & Humblot.
- Möhlenkamp/Milewski. 2012. *Energiesteuergesetz/Stromsteuergesetz. Kommentar*. 1. Auflage. C. H. Beck.
- Niederlausitz aktuell. 2018. „Von der Lausitz über die Seidenstraße bis China. Größtes Eisenbahnprojekt des Jahrzehnts fertiggestellt“. 23. Januar. Zugriff am 29. November 2018. <https://www.niederlausitz-aktuell.de/niederlausitz/70329/von-der-lausitz-ueber-die-seidenstrasse-bis-china-groesstes-eisenbahnprojekt-des-jahrzehnts-fertiggestellt.html>.
- Ruthig/Storr. 2015. *Öffentliches Wirtschaftsrecht, 4. Auflage*. C. F. Müller.
- Wulff. mdr aktuell. 2018. „Eine Sonderwirtschaftszone als Chance für die Lausitz?“ *www.mdr.de*, 21. Juni. Zugriff am 9. November 2018. <https://www.mdr.de/nachrichten/politik/regional/sonderwirtschaftszone-lausitz-kohle-100.html>.



IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

www.ikem.de

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

T +49 (0)30 408 1870 10
F +49 (0)30 408 1870 29

info@ikem.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

T +49 (0)38 34 420 2100
F +49 (0)38 34 420 2002

lsrodi@uni-greifswald.de