

Aufsätze

Ass. jur. *Theresa Rath*/Prof. Dr. Dr. *Felix Ekardt*, LL. M., M. A./Ref. jur. *Cäcilia Gätsch**

Power-to-X: Perspektiven, Governance, Rechtsfragen

Unter besonderer Berücksichtigung von Wärmewende und Wasserstoffstrategie

Dieser Beitrag befasst sich mit den Chancen und Hemmnissen der Power-to-X-Technologie (P2X) zur Erzeugung strombasierter Energieträger aus erneuerbaren Energien mit besonderem Augenmerk auf der Wärmewende in Wohngebäuden. Es werden zunächst die technisch-naturwissenschaftlichen Grundlagen der Technologie beleuchtet. Im Anschluss werden ökonomische Gesichtspunkte des Markthochlaufs von P2X analysiert. Nach einem Überblick über den aktuell geltenden Rechtsrahmen werden Governance-Optionen für einen klimafreundlichen Einsatz der P2X-Technologie entworfen.

A. Problemstellung und Grundgedanke von P2X

Die Einhaltung des völkerrechtsverbindlichen Klimaschutzziels aus Art. 2 Abs. 1 Paris-Abkommen (PA) – Beschränkung der globalen Erwärmung auf deutlich unter zwei und möglichst 1,5 Grad Celsius – impliziert global in sämtlichen Sektoren Nullemissionen (respektive eine Kompensation verbleibender Emissionen) in maximal zwei Dekaden, eher sogar deutlich vor 2035, will man das Ziel halbwegs sicher erreichen¹. Wenn dieses Ziel tatsächlich angestrebt wird (was in Deutschland ausweislich § 3 Abs. 1 des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) nicht der Fall ist und selbst mit den neuen eventuellen EU-Klimazielen nur bedingt der Fall wäre), wird voraussichtlich als Nachhaltigkeitsstrategie eine Kombination von Konsistenz, Effizienz und auch Suffizienz unausweichlich werden, für Restemissionen ergänzt durch Kompensationsmaßnahmen wie Moor- und Forstmanagement². Aktuell sind jedoch primär Konsistenz-Ansätze zur Verminderung des Ausstoßes von Treibhausgasen bzw. zur Kompensation und Bindung einmal ausgestoßener Treibhausgase in Politik und Wissenschaft in der Diskussion³. Diese reichen vom Einsatz erneu-

* Die Erstautorin arbeitet und promoviert – wie auch die Drittautorin – an der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik in Verbindung mit der Universität Rostock, die vom Zweitautor geleitet wird. Dieser Text entstand im Rahmen des vom BMWi finanzierten Projektes „Kommunale Wärmenetze“ (KoWa), welches von der FNK gemeinsam mit anderen Partnern durchgeführt wird.

1 Näher dazu Ekardt/Wieding/Zorn, Paris Agreement, Precautionary Principle and Human Rights: Zero Emissions in Two Decades?, Sustainability 2018, 2812 ff. (dort auch dazu, warum mit begrenzten Erreichens-Wahrscheinlichkeiten und einigen optimistischen – teils rechtlich so nicht zulässigen – Annahmen der IPCC, Special Report 1,5 Degrees Celsius, 2018 noch drei Dekaden Zeit gibt); Ekardt, Sustainability – Transformation, Governance, Ethics, Law, 2019; Quaschnig, Sektorkopplung durch die Energiewende, 2016, S. 3.

2 Ekardt, Sustainability, Ch. 1.3; Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel, 3. Aufl. = 2. Aufl. der Neuausgabe, 2016, § 1 B. III.; Ekardt/Jacobs/Stubenrauch/Garske, Peatland Governance: The Problem of Depicting in Sustainability Governance, Regulatory Law, and Economic Instruments, Land 2020 (9:83), 1 ff.

3 Die wichtigsten Treibhausgase sind CO₂, CH₄ (Methan), N₂O (Distick-

erbarer Energien (EE) über die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage)⁴, bei welcher Kohlendioxid (CO₂) aus der Atmosphäre abgeschieden und in unterirdische Lagerstätten eingelagert wird, bis hin zu neuartigen Technologien, die emissionsfrei Wärme, Brennstoffe und Chemikalien sowie Speicheroptionen für überschüssigen Strom auf Basis des Ausgangsprodukts Strom zur Verfügung stellen können (Power-to-X).

Doch selbst der Konsistenz-Ansatz wurde bisher nicht umfassend verfolgt. Denn bislang war die Energiewende-Debatte weitgehend eine Stromwende-Debatte und die wesentlichen Dekarbonisierungserfolge gehen zum heutigen Zeitpunkt auf den Stromsektor zurück. Gegenüber diesem bereiten der Wärme- und Mobilitätssektor noch immer große Probleme, nicht zu reden vom Kunststoff-, Zement- oder Agrarsektor⁵. Auch der Einsatz von Bioenergie als Alternative zu den stofflichen Energieträgern im Wärmesektor wirft zahlreiche neue Probleme auf, wie etwa nur begrenzt zur Verfügung stehende Anbauflächen. Somit rückt die Sektorenkopplung immer stärker in den Fokus. Dabei handelt es sich um die Verbindung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr sowie des nicht-energetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe (vor allem in der chemischen Grundstoffproduktion) über Energiespeicher und -wandler⁶.

Power-to-X (P2X) kann einen maßgeblichen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten. Dabei meint P2X im engeren Sinne die Produktion verschiedener Stoffe auf Basis von Strom über die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff und ggf. dessen Weiterverarbeitung zu diversen Energieträgern wie Methan, Heizöl, Kerosin, oder Ammoniak (Power-to-Gas, Power-to-Liquids, Power-to-Chemicals)⁷. Auch eignet sich P2X im engeren Sinne für die Langzeitspeicherung von bislang abgeregeltem Überschussstrom aus erneuerbaren Energien⁸, wobei hierauf in diesem Beitrag nicht vertiefend eingegangen werden soll. Daneben meint P2X im weiteren Sinne Formen der direkten Elektrifizierung (Power-to-Heat, Power-to-Mobility)⁹.

Im Folgenden soll der mögliche Beitrag von P2X im engeren Sinne (also durch die Produktion strombasierter Stoffe) zur Erreichung der Klimaschutzziele aus Art. 2 Abs. 1 PA analysiert werden, wobei ein besonderer Fokus auf dem Potenzial

stoffmonoxid, Lachgas), SF₆ (Schwefelhexafluorid) sowie H-FK/HFCs (teilhalogenierte und perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe. Wasserdampf ist ebenfalls ein Treibhausgas, ebenso CO (Kohlenmonoxid) oder NO_x (Stickoxide). Letztere sind indes auf völkerrechtlicher Ebene Gegenstand des Montrealer Protokolls über Stoffe, die zu einem Abbau der Ozonschicht führen.

- 4 Näher dazu Ekardt/van Riesten/Hennig, CCS als Governance- und Rechtsproblem, ZfU 2011, 409 ff.
- 5 Wietschel u. a., Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung – Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen, 2019, S. 49; vgl. zu Alternativen im Verkehrs- und Wärmesektor Heinemann/Kasten u. a., Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 30 ff., 35 ff.
- 6 Sterner/Stadler, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, 2. Aufl. 2017, S. 28.
- 7 Vgl. Brauner, Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung, 2019, S. 225 ff.; Sterner/Altrock, Technologien und Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Sektorenkopplung, ZNER 2017, 235 (237); Heinemann/Kasten, Bedeutung, S. 16; Wietschel/Plötz/Pflüger, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018 – Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen, S. 13 f.; ausführlich zu den verschiedenen Sektoren Staiger/Tançau, Geschäftsmodellkonzepte mit Grünem Wasserstoff, 2020, S. 2 ff.
- 8 Halbig, Der neue europarechtliche Rahmen für Speicher, EnWZ 2020, 3; Brauner, Systemeffizienz, S. 225; Sterner/Altrock, ZNER 2017, 235 (238).
- 9 Vgl. Sterner/Altrock, ZNER 2017, 235 (237), die allerdings Elektromobilität nicht zu P2X zählen. Zu Power-to-Heat ausführlich Doderer/Steffensen/Schäfer-Stradowsky, Positionspapier Power to Heat – Eine Chance für die Energiewende, 2018; Bünger/Michalski/Schmidt/Weindorf in: Töpler/Lehmann (Hrsg.), Wasserstoff und Brennstoffzelle, 2. Aufl. 2017, S. 329.

dieser Technologie im Kontext der Wärmewende liegt. Ausgehend von einer kritischen Literaturanalyse des technischen Standes von P2X analysiert der Beitrag dafür den Status quo der P2X-Governance im deutschen Recht, gefolgt von Perspektiven für mögliche optimierende Regelungsoptionen.

B. Naturwissenschaftliche und ökonomische Aspekte von P2X

I. Naturwissenschaftliche Grundlagen

P2X im engeren Sinne umfasst im Einzelnen die Teilbereiche Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chemicals¹⁰. Power-to-Gas bietet die Möglichkeit zur Erzeugung von Energieträgern für die Wärmeversorgung, die Mobilität sowie für die besonders energie- und damit CO₂-intensive Stahl- und Chemieindustrie. Für den Industriesektor kommt Power-to-Gas ferner als Erdgassubstitut etwa im Bereich der Glasschmelze in Betracht. Zugleich stellt Power-to-Gas eine Speicheroption für Strom dar, welcher nach seiner Umwandlung in Wasserstoff – anders als Strom – gespeichert oder transportiert und bei Bedarf – zum Beispiel zur Überbrückung von Situationen mit wenig Wind und Sonne – wieder in Strom umgewandelt werden kann (Rückverstromung)¹¹. Power-to-Liquid betrifft, beispielsweise über die Herstellung von Kraftstoffen mit der gleichen chemischen Zusammensetzung wie Benzin, Diesel oder Kerosin, den Verkehrssektor, kann aber auch im Wärmesektor zum Einsatz kommen. Power-to-Chemicals betrifft schließlich den Sektor der industriellen Grundstoffproduktion zur Herstellung von Kunststoffen als Ausgangsstoff für Utensilien des täglichen Bedarfs.¹²

Ausgangsstoff für die Produktion jeglichen Energieträgers im Rahmen von P2X ist Strom¹³. Dieser kann entweder CO₂-neutral, also insbesondere durch Windkraft oder den Einsatz von Photovoltaikanlagen, aber auch unter Einsatz fossiler Brennstoffe produziert werden¹⁴. Im Rahmen der Elektrolyse wird Wasser unter Zuführung von (EE¹⁵-)Strom in die Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gespalten (Power-to-Gas)¹⁶. Die Elektrolyse von Wasser kann als Niedrigtemperaturelektrolyse (NTEL) oder als Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) durchgeführt werden¹⁷. Dabei unterscheiden sich die beiden

10 Brauner, Systemeffizienz, S. 225 ff.; Löschl/Erdmann/Steiß/Ziesing, Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017, 2019, S. 63.

11 Lietz, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, 2017, S. 53; Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 15; zu den Wirkungsgraden bei Rückverstromung Brauner, Systemeffizienz, S. 226.

12 Lietz, Rahmen, S. 34 f.

13 Dies gilt dann, wenn man Power als Strom definiert. Es gibt auch andere Sektorkopplungstechnologien, wobei verschiedene Energieträger z. B. aus Wärme oder Biomasse erzeugt werden können, vgl. etwa Wietschel/Plötz/Pfluger, Sektorkopplung, S. 16 ff. Hierauf wird im Folgenden nicht näher eingegangen.

14 Zur Erreichung der Klimaziele aus dem Paris-Abkommen ist im Rahmen von P2X die überwiegende Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien notwendig, da aufgrund der hohen Energieverluste bei der Produktion von Energieträgern über P2X mit Strom aus fossiler Herkunft ein höherer Ausstoß von THG die Folge sein kann als bei der Verwendung herkömmlicher Energieträger, vgl. Wietschel u. a., Integration; Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (174).

15 Erneuerbare Energien.

16 Lietz, Rahmen, S. 44; Wilms/Lerm/Schäfer-Stradowsky u. a., Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels, 2018, S. 9; mit ausführlichen wissenschaftlichen Grundlagen Bünger u. a. in: Töpler/Lehmann (Hrsg.), Wasserstoff, S. 332 ff.

17 Ausführlich dazu Heinemann/Kasten, Bedeutung, S. 18; ebenfalls im Einzelnen zu den Elektrolyseformen Brauner, Systemeffizienz, S. 233; Estermann/Pichlmaier/Guminski u. a., Kurzstudie Power-to-X – Ermittlung des Potenzials von P2X-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB, 2017, S. 3 f.; Becker/Penev/Braun, Production of Synthetic Natural Gas From Carbon Dioxide and Renewably Genera-

Elektrolyseformen in ihrem Wirkungsgrad¹⁸ und in ihrer Flexibilität¹⁹. Wasserstoff ist dabei vielfach schon als Endprodukt vorgesehen, etwa zur Beförderung der Dekarbonisierung in Teilen des Mobilitätssektors oder als Speichergas²⁰. Darüber hinaus bildet er den Ausgangsstoff für die Erzeugung weiterer P2X-Produkte²¹.

Wenn Wasserstoff als Energieträger verwendet werden soll, muss er gespeichert und transportiert werden, was seine Verdichtung bzw. Verflüssigung erfordert. Diese erfolgt unter weiterem Einsatz von Energie²². Darüber hinaus ist Wasserstoff in seiner Verwendung etwa bei der Einspeisung in das Gasnetz beschränkt, da die Wasserstofftoleranz des Gasnetzes bislang auf einen verhältnismäßig niedrigen (nicht abschließend geklärten) Prozentsatz begrenzt ist²³. Unter anderem deshalb schließt sich häufig als weiterer Schritt die Methanisierung an die Herstellung von Wasserstoff an. Dabei wird aus dem gewonnenen Wasserstoff unter Hinzufügung von CO₂ CH₄ produziert. Dies geschieht mithilfe eines Katalysators (Sabatier-Prozess) oder unter Einsatz von Mikroorganismen. Das benötigte CO₂ kann langfristig²⁴ aus der Umgebungsluft mithilfe des Direct-Air-Capture-Verfahrens unter Einsatz von Energie abgeschieden und aufbereitet werden. Daneben gibt es verschiedene weitere Kohlenstoffquellen, die aber teils eine erhebliche Auswirkung auf das Klima mit sich bringen²⁵. Ggf. muss das im Sabatier-Prozess gewonnene Methan noch aufbereitet werden. Demgegenüber kann im biochemischen Prozess Methan mit höherem Reinheitsgrad gebildet werden. Allerdings fallen die Methanbildungsraten hier deutlich geringer aus. Bei ausreichendem Reinheitsgrad kann das gewonnene Methan²⁶ direkt in das Erdgasnetz eingespeist und nach der Entnahme zum Beispiel zur Wärmeerzeugung verwendet werden²⁷.

ted Hydrogen: A Techno-Economic Analysis of a Power-to-Gas Strategy, *Journal of Energy Resources Technology* (2019), Vol. 141, 1 ff.

- 18 Der Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von aufgewandter zu nutzbarer Energie: $\eta = \Delta E_{\text{Nutz}} / \Delta E_{\text{Zu}}$.
- 19 In Bezug auf Lastwechsel (Abweichungen von der Nennlast) und Kaltstartzeiten.
- 20 Vgl. hierzu BMWi, Die nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 2.
- 21 Ausführlich zu den Eigenschaften von Grünem Wasserstoff als Energieträger Staiger/Tantäu, Geschäftsmodellkonzepte, S. 28 ff.
- 22 Brauner, Systemeffizienz, S. 234; Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 18 f., 24 f.
- 23 Pritzsche/Vacha, Energierecht, 2017, S. 248; Brauner, Systemeffizienz, S. 11; Lietz, Rahmen, S. 48 f.; Estermann/Pichlmaier/Guminski u. a., Kurzstudie, S. 5; im Einzelnen auch Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags, Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur, Az. WD-8-066-19, 2019.
- 24 Problematisch bzgl. Direct-Air-Capture ist an dieser Stelle der Stand der Technik. Ausführlich zu den verschiedenen Quellen des CO₂ und ihrer Klimawirkung Kasten/Heinemann u. a., Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX, S. 17 ff.; Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 60 ff.; Schmidt/Weindorf/Roth u. a., Power-to-Liquids – Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel, 2016, S. 14; Koj/Wulf/Zapp, Environmental impacts of power-to-X systems – A review of technological and methodological choices in Life Cycle Assessments, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2019, 865 (867); Blanco/Nijs/Ruf/Faaij, Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization, *Applied Energy* 2018, 617 (621 f.); Liebich/Fröhlich/Münter u. a., Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien, 2020, S. 14 f.
- 25 Ausführlich hierzu Breyer/Fasihi/Aghahosseini, Mitigation and Adaption Strategies for Global Change 2020, 43 ff.; Keith et al., A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere, *Joule* 2018, 1573 ff.; ferner Sterner/Stadler, Energiespeicher, S. 336 f.; Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 19; Ausfelder in: Ausfelder/Dura (Hrsg.), Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien, 2019, S. 169 ff.; Bünger/Michalski/Schmidt/Weindorf in: Töpler/Lehmann (Hrsg.), Wasserstoff, S. 341 ff.
- 26 Da es sich bei Methan in reiner Form um ein Klimagas handelt, das in erheblicher Weise zum Treibhausgaseffekt beiträgt, sollte bei der Methanisierung sichergestellt werden, dass sog. Methan-Leakages, also das Austreten von Methan in die Umgebungsluft, vermieden werden.

Zum Zwecke der Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr kann der per Elektrolyse gewonnene Wasserstoff ferner noch zu weiteren Energieträgern verarbeitet werden. So können etwa Kraftstoffe für den Mobilitätssektor oder synthetisches Heizöl zur Wärmeerzeugung gewonnen werden (Power-to-Liquid)²⁸. Für die Synthese von flüssigen Stoffen aus Wasserstoff und CO₂ stehen zwei Verfahren zur Verfügung: Die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanol-Synthese. Bei der Fischer-Tropsch-Synthese wird zunächst unter Einsatz sehr hoher Betriebstemperaturen ein Synthesegas erzeugt, welches sodann in ein Kohlenwasserstoffgemisch umgewandelt wird. Aus diesem können im Anschluss in einem Raffinationsprozess Stoffe wie Diesel oder Kerosin gewonnen werden. Bei der Fischer-Tropsch-Synthese handelt es sich um einen bereits etablierten, exothermen Prozess, bei dem Abwärme frei wird, die anderweitig genutzt werden kann²⁹. Allerdings ist zur Herstellung des Synthesegases erneut die Zuführung von Strom zur Erreichung der notwendigen hohen Temperaturen notwendig. Aufgrund der Komplexität des Prozesses ist ein flexibler Betrieb nicht möglich³⁰. Alternativ kann aus dem Synthesegas Methanol für den Einsatz in der chemischen Industrie gewonnen werden³¹. Ebenfalls zur Dekarbonisierung des Industriesektors kann aus dem Wasserstoff etwa Ammoniak erzeugt werden (Power-to-Chemicals). Ammoniak kann sodann als Grundstoff für die Herstellung aller anderen industriell hergestellten stickstoffhaltigen Verbindungen eingesetzt werden, oder auch als Düngemittel in der Agrarindustrie. Die Ammoniakherzeugung erfolgt im Haber-Bosch-Prozess, in welchem Wasserstoff mit Stickstoff reagiert und Ammoniak-Moleküle bildet. Der für die Reaktion benötigte Stickstoff kann aus der Luft gewonnen werden³².

II. Umwandlungsverluste, Strombedarf und deren Bedeutung

Wie anhand der Schilderung der naturwissenschaftlichen Grundlagen deutlich geworden ist, erfolgt die Erzeugung der verschiedenen strombasierten Energieträger in komplexen Prozessen mit verschiedenen Verfahrensstufen. Auf diesen Verfahrensstufen treten jeweils Energieverluste auf, deren Gesamtschau den Wirkungsgrad – also das Verhältnis von eingesetzter zu nutzbarer Energie – der jeweiligen Technologie wiedergibt. Der Wirkungsgrad hängt zusätzlich zum auf den verschiedenen Verarbeitungsstufen auftretenden Energieverlusten unter anderem davon ab, ob der jeweilige Energieträger vor seinem Transport in einen anderen Aggregatzustand versetzt werden muss (z. B. Verflüssigung des Wasserstoffs für den Langstreckentransport). Auch die Möglichkeit bzw. Unmöglichkeit eines flexiblen Betriebs der Anlagen spielt aufgrund der Volatilität erneuerbarer Energien eine Rolle. Zusammengefasst erreichen Energieträger aus Power-to-X-Technologien aktuell einen Wirkungsgrad von bis zu 80% (etwa bei

27 Hobohm u. a., Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, 2018; Wietschel u. a., Integration S. 81; Maaß, Wärmeplanung: Grundlagen einer neuen Fachplanung, ZUR 2020, 22 (24); Günther, Energieeffizienz durch erneuerbare Energien, 2015, S. 87; Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (177).

28 Näher hierzu Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (176); Leckel, Diesel Production from Fischer-Tropsch: The Past, the Present, and New Concepts, Energy Fuels 2009, 2342 ff.

29 Hobohm u. a., Status, S. 136; Schmidt/Weindorf/Roth u. a., Power-to-Liquids, S. 11; Brauner, Systemeffizienz, S. 153.

30 Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 21 f.

31 Hobohm u. a., Status, S. 136 f.; Wilms/Lerm/Schäfer-Stradowsky, Einsatzgebiete, S. 10; Schmidt/Weindorf/Roth u. a., Power-to-Liquids, S. 11 ff.

32 Wilms/Lerm/Schäfer-Stradowsky, Einsatzgebiete, S. 10; Heinemann/Kasten, Bedeutung, S. 22.; Estermann/Pichlmaier/Guminski u. a., Kurzstudie, S. 22.

Methanisierung³³), der üblicherweise mit der Zahl weiterer Verarbeitungsschritte aber immer mehr sinkt, und somit bei zahlreichen Energieträgern deutlich darunter liegt³⁴. Da einige der Technologien noch jung und teils nicht abschließend erprobt bzw. optimiert sind, wird gleichzeitig jedoch ein Potenzial zur Erhöhung dieser Wirkungsgrade unter Beachtung der Notwendigkeit flexibler Betriebsformen angenommen³⁵.

Unter anderem aufgrund der hohen Umwandlungsverluste im Rahmen der verschiedenen Verfahrensschritte erfordern P2X-Technologien den Einsatz einer großen Menge von Strom als Ausgangsstoff zur Herstellung der verschiedenen strombasierten Produkte³⁶. Stammt dieser Strom aus fossilen Energieträgern, haben P2X-Produkte im Ergebnis eine schlechtere Treibhausgasbilanz als die direkte Verbrennung von beispielsweise Kohle und Erdöl³⁷. Aus diesem Grund kann P2X nur dann einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten, wenn langfristig Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird. Die notwendigen Mengen an regenerativ erzeugtem Strom stehen aber aktuell nicht zur Verfügung. Im ersten Halbjahr 2020 lag sein Anteil an der Gesamtstromproduktion zwar deutlich über 50%, was unter anderem auf die reduzierte Stromnachfrage aufgrund der Corona-Pandemie zurückzuführen ist. Jedoch ist nach wie vor nicht genug vorhanden, um allein den Stromsektor vollständig zu dekarbonisieren. Umso mehr gilt das für die Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie. Im Sinne der zuvor genannten Nachhaltigkeitsstrategien (Konsistenz, Effizienz, Suffizienz) bietet es sich daher an, den Strom vorwiegend effizient durch direkte Elektrifizierung einzusetzen³⁸. Umwandlungsverluste fallen allerdings dann nicht ins Gewicht, wenn Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien vorhanden sind³⁹. Dies kann neben den sog. marktbasiereten Stromüberschüssen⁴⁰ insbesondere der Fall sein, wenn die Stromnetze ausgelastet sind und Anlagen zur Erzeugung er-

33 Milanzi/Spiller/Grosse u. a., Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens, Working Paper Energie- und Ressourcen, Berlin 2018; Deutsche Energie-Agentur, Power to X: Technologien, Berlin 2018.

34 Beispielhaft sei hier der PKW mit verschiedenen Antriebskonzepten angeführt: Das batteriebetriebene Elektroauto erreicht einen Wirkungsgrad von 69%, das Brennstoffzellenauto durch die Wasserstoff-erzeugung mittels Elektrolyse von 26% und das Auto, welches synthetisch erzeugte Kraftstoffe nutzt, von lediglich 13%, vgl. Deutsch/Maier, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018.

35 Zusammenfassend Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 24 ff. (Mittelwert); jeweils im Einzelnen mit teils abweichenden Zahlen Deutsch/Maier, Kosten; Fasihi/Bogdanov/Breyer, Long-Term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe–Renewable Energy Based Synthetic Fuels for a Net Zero Emissions World, Sustainability 2017, 306 ff.; Pfennig/Gerhardt/Pape u. a., Mittel- und langfristige Potenziale von PTL- und H2-Importen aus Internationalen EE-Vorzugsregionen, 2017; Hobohm u. a., Status; Schmidt/Weindorf/Roth u. a., Power-to-Liquids; Wietschel u. a., Integration; Estermann/Pichlmaier/Guminski, Kurzstudie; Fasihi/Breyer, Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants, 2017; Brauner, Systemeffizienz, S. 234, 240.

36 Vgl. Heinemann/Kasten, Bedeutung, S. 28; Sterner/Altrock, ZNER 2017, 235 (238).

37 Kasten/Heinemann u. a., Selbstläufer, S. 9; Kasten/Heinemann u. a., Not to be taken for granted: climate protection and sustainability through PtX, 2019, S. 11; vgl. ähnlich Zimmer u. a., Endbericht Renewability III – Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors, 2016, S. 261; Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (175); Appl-Scorza/Lippelt/Littlejohn, Kurz zum Klima: Herausforderungen der Elektrifizierung von Schwer- und Langstreckenverkehr, ifo-schnelldienst 2018, 68.

38 Estermann/Pichlmaier/Guminski u. a., Kurzstudie, S. 7; Wietschel u. a., Integration, S. 5.

39 Zur gleichzeitigen Minderung der Folgen von Redispatching im Stromnetz Sterner/Altrock, ZNER 2017, 235 (240).

40 Anschaulich zu Begriff und Herkunft von Stromüberschüssen Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (174 f.).

neuerbarer Energien in Folge abgeregelt werden müssen (netz-basierte Stromüberschüsse).⁴¹

Aktuell fallen derartige Stromüberschüsse in Deutschland jedoch nur in geringfügigem Maße an⁴². Je mehr Strom jedoch aus erneuerbaren Quellen stammen wird, desto häufiger wird es zu Stromüberschüssen kommen. Diese werden jedoch wohl kaum ausreichend sein, um P2X-Produkte im womöglich erforderlichen Rahmen zur Verfügung zu stellen. Eine im Jahr 2020 veröffentlichte Studie sieht bis 2050 allein in Deutschland einen Bedarf an Wasserstoff und sonstigen erneuerbar erzeugten Brennstoffen in Höhe von 391 TWh vor, wobei davon 307 TWh importiert werden sollen⁴³. Auch die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht die Wasserstoff-Nachfrage künftig weit über den nationalen Produktionskapazitäten.⁴⁴ Somit werden Stromimporte aus dem Ausland sehr wahrscheinlich. Das Erfordernis nach Strom- bzw. Wasserstoffimporten wirft jedoch weitere Fragen auf, etwa nach der Ausgestaltung etwaiger Handelsbeziehungen zur Gewährleistung der Klimaschutzwirkung von P2X.

III. Ökonomische Aspekte

Im Detail besteht große Unsicherheit über die Kosten und Mehrinvestitionen, zu denen der Einsatz von strombasierten Energieträgern führen kann⁴⁵. Die (Betriebs-)Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von P2X-Technologien hängt im Wesentlichen von drei Faktoren ab⁴⁶: Dem Strompreis bzw. den Stromgestehungskosten, da Strom das Ausgangsprodukt für die Produktion von strombasierten Energieträgern darstellt, den Investitionskosten für den Bau von P2X-Anlagen, insbesondere von Elektrolyseuren bzw. den Umbau von Raffinerien, sowie der Auslastung bzw. der Effektivität der Produktion in den Anlagen⁴⁷.

Die Mehrinvestitionskosten hängen von dem jeweils geschätzten Bedarf an P2X-Produkten im jeweiligen angestrebten Klimaschutzszenario ab. Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass in einem Szenario, das die Klimaschutzziele aus Art. 2 Abs. 1 PA einhalten will, die tatsächlichen Kosten über den früheren Schätzungen im 80-95%-Szenario liegen werden, da weitere Dekarbonisierungserfolge erzielt werden müssen⁴⁸. Anzunehmen ist auch, dass die Kosten für die Pro-

41 Wenn EE-Anlagen abgeregelt werden, sind Anlagenbetreiber hierfür zu entschädigen. Dieser Vorgang kostet Steuerzahler jährlich mehrere Milliarden Euro.

42 Zum aktuellen Mangel an relevanten Stromüberschüssen für eine flächendeckende Anwendung von P2X Deutsch/Maier, Kosten, S. 17; Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (175); vgl. zu den abgeregelten Strommengen im Jahr 2018 Bundesnetzagentur, Monitoringbericht, 2019, S. 26 ff.

43 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Berlin 2020, S. 129.

44 BMWi, Wasserstoffstrategie.

45 Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 66; Deutsch/Maier, Kosten, S. 23; vgl. auch Hobohm u. a., Status, S. 78; konkret zu Grünem Wasserstoff und seinen ökonomischen und ökologischen Potenzialen anhand von Fallstudien Staiger/Tanțău, Geschäftsmodellkonzepte, S. 71 ff.

46 Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht das Voranbringen von Kostendegressionen bei Wasserstofftechnologien vor, vgl. BMWi, Wasserstoffstrategie, S. 5. Eine Preissenkung bei der Herstellung dieser Produkte sollte aber unbedingt von einer Kostensteigerung fossiler Produkte begleitet werden, dazu weiter unten.

47 Hobohm u. a., Status, S. 79; Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 66; Wietschel u. a., Integration, S. 69; Siegmund/Trommler/Kolb, The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU, 2017, S. 87 ff.; Deutsch/Maier, Kosten, S. 16, nennt als Richtwert für die Volllaststunden drei- bis viertausend Stunden pro Jahr; negativ äußern sich zu einer wirtschaftlichen Produktion Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173; Rudolph, Der Beitrag von synthetischen Kraftstoffen zur Verkehrswende: Optionen und Prioritäten, 2019, S. 12.

48 Vgl. zu verschiedenen Szenarien und dem Einsatz von P2X Repen-

duktion von strombasierten Stoffen aufgrund der Degression der Investitionskosten für EE-Anlagen und der Steigerung des Wirkungsgrades der Elektrolyse zwar über die Zeit sinken werden. Dennoch werden strombasierte Energieträger voraussichtlich auch auf lange Sicht teurer sein als ihre fossilen Entsprechungen⁴⁹. Dies könnte den Markthochlauf von P2X auch langfristig hemmen.

Da unter klimafreundlichen Produktionsbedingungen heutzutage keine volle Auslastung der Anlagen gewährleistet sein wird, besteht ein Zielkonflikt zwischen dem klimafreundlichen Betrieb der Anlagen und der kostenoptimierten Produktion der strombasierten Energieträger⁵⁰. Damit stellt sich die zentrale Frage, ob zugunsten eines zeitnahen Markthochlaufs von P2X für eine Übergangszeit ggf. auch fossiler Strom privilegiert genutzt werden sollte, damit zu einem späteren Zeitpunkt, nämlich dann, wenn die Stromerzeugung zu 100% aus erneuerbaren Energien stammt, auf eine dann schon bestehende P2X-Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Freilich birgt dieser Weg die Gefahr eines für den Klimaschutz fatalen Lock-Ins bei fossilen Energieträgern. Jedenfalls wird die erzielbare Auslastung voraussichtlich auch vom Standort der Anlage abhängen, da je nach Standort unterschiedliche Erträge aus erneuerbaren Energien erzielt werden können. Bei der Standortwahl für die Produktion strombasierter Stoffe im großen Stil ist zur klimafreundlichen Erzeugung auch auf den Einfluss der Produktions- und Umwandlungsanlagen auf Flächennutzung und Wasserverbrauch in der entsprechenden Gegend zu achten⁵¹. Da der Klimawandel sich global und nicht lokal auswirkt, sollte die Produktion von EE-Strom für P2X am jeweiligen Standort nicht die Dekarbonisierung des Stromsystems vor Ort verlangsamen⁵². Dies dürfte bei den für Deutschland zitierten angenommenen Mengen aber schwer zu realisieren sein⁵³, da Standorte, die sich gut für eine Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien eignen, vielfach noch nicht einmal genug erneuerbaren Strom für den eigenen Strombedarf produzieren können⁵⁴. Wo die immense Menge an erneuerbarem Importstrom herkommen soll, bleibt damit erst einmal unklar. Ob eine wirtschaftliche Produktion lediglich mit grünem Überschussstrom in absehbarer Zeit möglich sein wird, ist also überaus fraglich⁵⁵.

IV. Zeitrahmen und Abhängigkeit des Einsatzes von P2X vom Ausbau der Erneuerbaren Energien

Wann ein Einsatz von strombasierten Energieträgern in relevantem Ausmaß möglich sein wird, hängt von unterschiedlichen Faktoren ab. Die meisten Studien gehen davon aus, dass P2X erst ab 2030 einen spürbaren Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten wird, da zuvor die hohen Ge-

ning/Braungardt/Ziesing u. a., Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht, 2015, S. 263 f.; Deutsch/Maier, Kosten S. 10.

49 Deutsch/Maier, Kosten S. 10, 21, 81 ff.; Schmidt/Weindorf/Roth, Power-to-Liquids, S. 26; Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 66; Ausfelder/Dura in: Ausfelder/Dura (Hrsg.), Optionen, S. 160.

50 Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 66, 70; Kasten/Heinemann u. a., Selbstläufer, S. 11; ausführlich zum klimafreundlichen Einsatz von P2X Kasten/Heinemann u. a., Climate Protection.

51 Hierzu ausführlich Kasten/Heinemann, u. a., Bedeutung, S. 22 ff.; zu den Umweltwirkungen insgesamt Liebich/Fröhlich/Münter u. a., Systemvergleich; Koj/Wulf/Zapp, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019, 865.

52 Kasten/Heinemann u. a., Selbstläufer, S. 16; so auch BMWi, Wasserstoffstrategie, S. 8, wobei keine Aussagen zu Realisierungsmöglichkeiten für dieses Ziel getroffen werden.

53 Vgl. noch einmal Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Klimaneutrales Deutschland, S. 129.

54 Ähnlich Schill, Power-to-X: So wenig wie möglich, nicht so viel wie möglich, DIW-Wochenbericht 2019, 616.

55 Deutsch/Maier, Kosten, S. 16; zum Zusätzlichkeitserfordernis in der Produktion von Grünstrom anschaulich Kasten/Heinemann u. a., Bedeutung, S. 11 ff.

stehungskosten und die teils noch nicht vollständig ausgereifte Technologie, insbesondere hinsichtlich der Wirkungsgrade, einem flächendeckenden Einsatz von P2X entgegenstehen⁵⁶. Mit welchem Zeithorizont bezüglich P2X gerechnet werden kann, hängt allerdings zusätzlich davon ab, mit welcher Geschwindigkeit der Ausbau der erneuerbaren Energien voranschreitet. Zumindest in Deutschland sollte angesichts des bevorstehenden Endes der Produktion von Atom- und Kohlestrom der Ausbau der erneuerbaren Energien zügig vorangehen. Allerdings ist Deutschland diesbezüglich schon mehrfach hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Letztlich dürften der Atom- und Kohleausstieg die Produktion von strombasierten Energieträgern insofern beeinflussen, als eine Produktion dieser aus fossilem Strom noch umweltschädlicher ist als die Verwendung der fossilen Entsprechungen. Somit dürfte damit zu rechnen sein, dass der Markthochlauf der P2X-Technologien sich annähernd äquivalent zum Ausbau der erneuerbaren Energien entwickeln dürfte. Dass dieser womöglich schneller voranzutreiben ist, als ursprünglich vorhergesehen, ergibt sich aus dem bahnbrechenden Beschluss des BVerfG vom 24.03.2021⁵⁷.

Wie bereits ausgeführt, sollte sich jedoch der Einsatz von strombasierten Energieträgern auf ein Minimum beschränken. Insofern ist ein Einsatz im Schwerlast- und Flugverkehr sowie im Industriesektor und in Nischen des Gebäudesektors denkbar. Je mehr erneuerbarer Strom zur Verfügung steht, desto schneller und umfassender werden strombasierte Energieträger hier als Substitut für fossile Entsprechungen zur Verfügung stehen. Dies liefert im Übrigen ein weiteres Argument gegen den Einsatz von Gaskraftwerken als Brückentechnologie. Soll sobald wie möglich eine vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren stattfinden, ist ein Einsatz von strombasierten Energieträgern unausweichlich. Diese sollten jedoch so früh wie irgend möglich nur aus echtem „Grünstrom“ produziert werden. Die Nutzung von Gaskraftwerken als Brückentechnologie kann insofern zu einer Verzögerung der vollständigen Energiewende beitragen⁵⁸.

V. Folgerungen für P2X in der Wärmewende

Im Ergebnis kann daher zusammengefasst werden: Der verstärkte Einsatz strombasierter Energieträger würde den Strombedarf aus erneuerbaren Energien um ein Vielfaches steigern, da bei deren Produktion nur ein relativ niedriger Wirkungsgrad erreicht werden kann. Zudem sind strombasierte Energieträger nur dann klimafreundlich, wenn sie aus regenerativ erzeugtem Strom hergestellt werden⁵⁹. Die Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien sind zum jetzigen Zeitpunkt aber noch sehr begrenzt und werden in naher Zukunft auch nicht im Überschuss vorhanden sein⁶⁰. Daher sollten direkte Elektrifizierung und eine Erhöhung der Effizienz in den Bereichen

56 Kasten/Heinemann u. a., Bedeutung, S. 4; Agentur für erneuerbare Energien, Energiewendeatlas Deutschland 2030, 2016, S. 70; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, „P2G-Netze“ – Potenziale der Vernetzung von Strom- und Gassektor zur Stärkung der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg durch Power-to-Gas(-to-Power), 2018, S. 9.

57 BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18; 1 BvR 78/20; 1 BvR 96/20; 1 BvR 288/20 – juris; dazu Ekardt, Verfassungsblog 2021, i. E.; als Grundlage Ekardt, Sustainability, Ch. 3.

58 Brauers/Isabell Braunger/Franziska Hoffart u. a., Ausbau der Erdgas-Infrastruktur: Brückentechnologie oder Risiko für die Energiewende?, Diskussionsbeiträge der Scientists for Future 6, 2021; weniger kritisch im Bezug auf den Einsatz von Erdgas als Brückentechnologie Ennuschat, Erdgas in der deutschen Energiewende und europäischen Energieunion, NVwZ 2015, 1553 (1555).

59 Die Bundesregierung setzt in ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie aber zumindest übergangsweise auch auf blauen, bzw. türkisen Wasserstoff, vgl. BMWi, Wasserstoffstrategie, S. 3.

60 Schill, DIW-Wochenbericht 2019, 616.

Verkehr, Gebäude und Industrie dem Einsatz von P2X-Produkten vorgezogen werden⁶¹.

Wenn hohe Treibhausgasminderungsziele – wie vom Paris-Abkommen vorgeschrieben – erreicht werden sollen, gibt es dennoch verschiedene Bereiche, in denen langfristig der Einsatz von strombasierten Energieträgern unausweichlich sein wird. Dies gilt insbesondere für die Bereiche, in denen keine anderweitigen Alternativen zur Verfügung stehen, wie aktuell die Schifffahrt und der Luftverkehr, die Langfristspeicherung von Strom, bestimmte Nischen der Gebäudeversorgung und die Hochtemperaturerzeugung und stoffliche Nutzung innerhalb der Industrie⁶². Teils konkurriert P2X hier mit dem Einsatz von Energieträgern auf Basis von Biomasse, deren Einsatz jedoch aufgrund des hohen Flächenbedarfs ebenfalls nur sehr eingeschränkt möglich ist⁶³. Nur bei einer sparsamen Anwendung von P2X können überdies noch verbliebene Steigerungspotenziale ausgeschöpft werden, wenn eine weitere Minderung von Treibhausgasemissionen anvisiert werden sollte (und diese sind – wie bereits erörtert – innerhalb von zwei Dekaden auf null zu reduzieren)⁶⁴.

Bezogen auf die Wärmewende ergeben sich vor diesem Hintergrund für die Anwendung von P2X in diesem Sektor folgende Schlussfolgerungen: Die Wärmewende betrifft die Dekarbonisierung des Wärmesektors und umfasst somit Raumwärme (Heizung), Raumkühlung und Warmwasserbereitung in Gebäuden, Industrie, Handel und Gewerbe. In Nichtwohngebäuden wird überdies der Stromverbrauch für die (fest installierte) Beleuchtung einbezogen. Darüber hinaus umfasst der Wärmebedarf auch die Prozesswärme für industrielle Produktionsprozesse. P2X-Technologien konkurrieren hier unmittelbar mit Sanierungsmaßnahmen (Effizienzmaßnahmen) und dem direkten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien z. B. durch Wärmepumpen (Konsistenz- bzw. Effizienzmaßnahme)⁶⁵. Wie bereits ausgeführt, können im Bereich der direkten Elektrifizierung wesentlich höhere Wirkungsgrade erreicht werden als bei dem Einsatz von z. B. synthetischem Heizöl. Tatsächlich können Wärmepumpen, da sie sich z. B. der Wärme in der umliegenden Umgebungsluft bedienen, sogar aus einer Kilowattstunde Strom mehrere Kilowattstunden Wärme produzieren.

Trotz dieser auf der Hand liegenden Vorteile des direkten Einsatzes von erneuerbarem Strom gegenüber dem Einsatz strombasierter Energieträger ist davon auszugehen, dass bei einer vollständigen Dekarbonisierung des Gebäudesektors der Einsatz von P2X-Technologien nötig sein wird. Dies ist schon allein darauf zurückzuführen, dass Strategien wie Wärmeschutzmaßnahmen und der Einsatz von Biomasse oder CO₂-neutraler Wärmetechnologien quantitativ begrenzt sind (s. o.)

61 Gegen eine übermäßige Anwendung von strombasierten Energieträgern in Gebäuden auch zahlreiche Akteure in einem offenen Brief an den Exekutiv-Vizepräsidenten der EU-Kommission, darunter die DUH, der DNR und der WWF, abrufbar unter <https://www.dnr.de/eu-koordination/eu-umweltnews/2021-klima-energie/klima-und-energie-kompakt-vom-21012021/> (zuletzt abgerufen am 25.1.2021).

62 Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 44 f.; Perner/Bothe, International Aspects of a Power-to-X-Roadmap, 2018, S. 32; mit wesentlich weiterem Anwendungsbereich Wilms/Lerm/Schäfer-Stradowsky u. a., Einsatzgebiete, S. 11 ff.; Naumann/Oehmichen/Remmeler u. a., Monitoring Biokraftstoffsektor, 3. Aufl. 2016, S. 17; Zimmer u. a., Endbericht, S. 261; Appl-Scorza/Lippelt/Littlejohn, ifo-schnelldienst 2018, 68 (69); ebenso BMWi, Wasserstoffstrategie, S. 6.

63 Hennig, Nachhaltige Landnutzung und Bioenergie, 2017; Quaschnig, Sektorenkopplung, S. 14; Sterner/Altrock, ZNER 2017, 235 (250).

64 Für den Bereich der Wärmewende, aber durchaus auf die anderen Sektoren übertragbar Ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec, Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018, S. 24.

65 Wietschel u. a., Integration, S. 50; Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 37, 57; ausführlich zu Power-to-Heat Doderer/Steffensen/Schäfer-Stradowsky, Positionspapier, S. 7 ff.

und zudem nicht überall gleichermaßen implementierbar sind⁶⁶. Im Bereich der Wärmeversorgung sind P2X-Technologien insbesondere für dicht besiedelte urbane Gebiete ohne Sanierungsmöglichkeiten und mit Mangel an gebäudenahen dezentralen Potenzialen zur Wärmeerzeugung und bestimmte Bereiche des Prozesswärmebedarfs ggf. von Bedeutung⁶⁷. P2X-Produkte ermöglichen außerdem, wo nötig, eine Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, die durch Maßnahmen der direkten Elektrifizierung z. B. durch Wärmepumpen nicht erreicht werden kann. Dabei müssen jedoch die genannten Umwandlungsverluste in Kauf genommen werden⁶⁸. Zumindest im Gebäudesektor ist daher zur Deckung des Wärmebedarfs, wo immer möglich, der direkte Einsatz erneuerbarer Energien über Power-to-Heat (etwa durch Geothermie⁶⁹ und Solarthermie⁷⁰) z. B. durch den Einsatz von Wärmepumpen oder Gaskesseln sowie die Versorgung über Nah- und Fernwärmenetze, gespeist aus erneuerbaren Energien, dem Einsatz von stofflichen P2X-Energieträgern vorzuziehen – wobei auch Power-to-Heat-Technologien nicht lediglich Vorteile aufweisen⁷¹. Daneben sind effizienzsteigernde Sanierungen in Verbindung mit Suffizienz die wirksamste Strategie zur Reduzierung des Energiebedarfs im Gebäudesektor.

C. Governance- und Rechtsfragen von Power-to-X

Für P2X-Technologien gibt es aktuell kein spezielles Gesetz, das die relevanten Vorschriften bündeln würde. Überhaupt sind Regelungen, die P2X-Technologien direkt zum Inhalt haben, rar gesät. Überdies wird in den verschiedenen Gesetzen (und teils sogar innerhalb desselben Gesetzes) vielfach eine uneinheitliche Terminologie verwendet, so dass jeweils gesondert für die betreffende Vorschrift geprüft werden muss, ob die jeweils eingesetzte Technologie unter den Anwendungsbereich der entsprechenden Norm fällt⁷². Dieser Umstand erschwert es potenziellen Anlagenbetreibern, sich einen Überblick über die für sie geltenden Vorschriften zu verschaffen, und verhindert somit flächendeckende Investitionen.

Maßgeblich für den Einsatz von P2X-Produkten ist vor allem die Ausgestaltung von Abgaben, Umlagen und Entgelten mit Blick auf den Bezug des für die Elektrolyse und eventuelle weitere Prozessschritte erforderlichen Stroms sowie die Netznutzung. Die Analyse des Rechtsrahmens beschränkt sich daher im Folgenden – unter Beachtung der zuvor getroffenen Feststellungen zum Nutzen von P2X im Rahmen der Wärmenetze – auf die Regelungen, welche Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von P2X-Anlagen zur Herstellung strombasierter Energieträger haben, da hiervon zu einem großen Teil abhängt, ob es zu einer Skalierung der Technologie

66 Ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec, Wert, S. 5.

67 Sterner, Notwendigkeit und Chancen für Power-to-X-Technologien, 2017, S. 10.

68 Im Wärmesektor fallen die Umwandlungsverluste noch stärker ins Gewicht, da Wärmepumpen aus einer kWh Strom mehrere kWh Wärme produzieren können (s. o.). Zwischen Wärmepumpe und Heizung mit Brennstoffzelle ergibt sich somit ein Unterschied in der Wärmeproduktion von einem Faktor von ca. 12, vgl. Deutsch/Maier, Kosten, S. 11.

69 Kritisch speziell zur Tiefengeothermie Ekardt/Neumann/Wieding u. a., BUNDhintergrund – Grundlagen und Konzepte einer Energiewende 2050, 2015, S. 23.

70 Ekardt/Neumann/Wieding u. a., Grundlagen S. 20.

71 Eine kritische Einschätzung der Wärmepumpentechnologie, insbesondere in Bezug auf den Einsatz von Luftwärmepumpen, liefern Auer/Purper, BUND – Stromeinsatz zu Heizzwecken, 2016; darüber hinaus auch zu den Gefahren der Geothermie Ekardt/Neumann/Wieding u. a., Grundlagen, S. 22.

72 Halbig, EnWZ 2020, 3; Thomas, Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorenkopplung, 2017, S. 5; Valentin/von Bredow: Zum ordnungs- und energierechtlichen Rahmen eines Markteinführungsprogramms für Power-to-X-Technologien, 2017, S. 2.

für den breitenwirksamen Einsatz kommt. In diesem Rahmen wird auch auf die Privilegierungen eingegangen, die de lege lata für P2X vorgesehen sind.

Die Untersuchung beschränkt sich dabei auf P2X als Dekarbonisierungstechnologie insbesondere für den Wärmesektor. Auf die Funktion von P2X-Anlagen als Stromspeicher und damit zusammenhängend als Flexibilitätsinstrument im Stromnetz wird nicht eingegangen, da dies für die Wärmewende nur indirekt relevant ist. Im Einzelnen soll folglich lediglich auf den Rechtsrahmen für Power-to-Gas in seiner Funktion als Ausgangsprodukt für die Sektorkopplung (und somit als Instrument unter anderem für die Wärmewende) näher eingegangen werden. Die relevanten Regelungen finden sich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), im Stromsteuergesetz (StromStG), in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sowie der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Relevant kann überdies das Gebäudeenergiegesetz (GEG) werden, das im November 2020 in Kraft getreten ist. Dieses sieht unter anderem den Einsatz von erneuerbaren Energien in Neubauten vor, wird jedoch an dieser Stelle nicht weiter behandelt, weil darauf bereits an anderer Stelle ausführlich eingegangen wurde⁷³.

I. Aktuell geltender Rechtsrahmen

Eines der maßgeblichen Kriterien für die Betriebswirtschaftlichkeit von P2X-Anlagen und damit für ihre Skalierung im Sinne eines großindustriellen Einsatzes ist der Strompreis⁷⁴, denn alle P2X-Anlagen – unabhängig davon, ob der erzeugte Wasserstoff rückverstromt oder zur Produktion von strombasierten Energieträgern verwendet werden soll – brauchen zunächst erhebliche Mengen Strom für die Elektrolyse. Da die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger nach der aktuellen Rechtslage als Letztverbrauch gilt, unterliegt auch der Bezugsstrom für P2X-Anlagen sämtlichen Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen (Strompreis). Die Kosten für den Strombezug machen je nach Betriebsweise und gewählter Elektrolysetechnologie etwa 65 % der gesamten Produktionskosten in Zusammenhang mit P2X aus, weswegen sie eine entscheidende Einflussgröße für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit dieser Technologie sind.⁷⁵ Dies umso mehr als mit voranschreitendem Phasing-Out der fossilen Brennstoffe von einem weiteren Anstieg des Strompreises auszugehen ist.

1. Grundsätzliche Strompreisbestandteile für Letztverbraucher
Zum Jahresbeginn 2020 betrug der Strompreis pro Kilowattstunde (KWh) für Haushalte 31,37 Cent. Davon waren 16,48 Cent allein Steuern, Abgaben und Umlagen⁷⁶. Der Preis für das Grundprodukt Strom, also für Beschaffung und Vertrieb, lag bei 7,18 ct/KWh⁷⁷. Zusätzlich sind zu zahlen: Netzentgelte für den Betrieb des Stromnetzes inklusive Messung und Messstellenbetrieb, Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, KWKG-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, Umlage für abschaltbare Lasten sowie die Stromsteuer. Am meisten fallen neben Beschaffung und Vertrieb die Netzentgelte mit 7,18 ct/KWh sowie die EEG-Umlage mit 6,76 ct/KWh ins Gewicht⁷⁸. Für P2X-Anlagen gibt es hinsichtlich des

73 Rath/Ekardt, Kommunale Wärmewende, ZNER 2021, i. E.; ausführlich zum neuen GEG insgesamt Jope, Das neue Gebäudeenergiegesetz, EWeRK 2020, 153; Held, Das neue Gebäudeenergiegesetz – Ein Startschuss für mehr Klimaschutz im Immobiliensektor?, Versorgungswirtschaft 2020, 269.

74 Ein weiteres Kriterium ist die genehmigungsrechtliche Lage für Elektrolyseurvorhaben, auf welche jedoch im Folgenden nicht näher eingegangen wird.

75 BWE, Wind-to-Gas: Maßnahmen für den Marktanlauf, 2019, S. 5.

76 BDEW, Strompreisanalyse Januar 2020, S. 2.

77 BDEW, Strompreisanalyse, S. 8.

Strompreises zahlreiche Privilegierungen, wobei grundsätzlich danach zu unterscheiden ist, ob der Strom über das öffentliche Netz oder direkt von einer EE-Anlage bezogen wird. Diese Unterscheidung ist auch aus Perspektive des Klimaschutzes entscheidend, da sich im öffentlichen Netz aktuell auch Graustrom befindet. Der Bezug von Strom über das öffentliche Netz ist damit zwar zur Netzstabilisierung sinnvoll, hat aber einen geringeren Effekt auf den Klimaschutz als Direktlieferungskonzepte, sofern nicht über spezielle Vertrags- und Bilanzierungskonzepte gewährleistet ist, dass der für das P2X-Produkt eingesetzte Netzstrom ebenfalls unmittelbar der zeitgleichen Erzeugung einer Erneuerbaren-Energien-Anlage zuzuordnen ist.

2. Befreiung bei Strombezug über das öffentliche Netz

a) Netzentgelte

Gemäß § 20 Abs. 1 EnWG müssen die Betreiber von Energieversorgungsnetzen regelmäßig Entgelte für den Netzzugang kalkulieren und im Internet veröffentlichen. Konkretere Vorschriften finden sich in der StromNEV. Die Netzentgelte machen üblicherweise etwa ein Viertel des Strompreises aus. Grundsätzlich fällt also für die Erzeugung von strombasiertem Wasserstoff auch das Netzentgelt an, welches einen großen zusätzlichen Kostenpunkt bedeutet. § 118 Abs. 6 EnWG sieht jedoch eine Freistellung von den Netzentgelten für 20 Jahre ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme für nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab dem 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie vor. Diese Privilegierung gilt jedoch nach § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG nur dann, wenn die elektrische Energie, die zur Speicherung entnommen wird, zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Insofern ist diese Regelung an sich für die Erzeugung strombasierter Energieträger, wie im vorliegenden Beitrag betrachtet, uninteressant, da es hier eben gerade nicht im klassischen Sinne um die „Speicherung“ von Strom geht. Allerdings sieht § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG wiederum eine Ausnahme von dieser Regelung vor, so dass für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird, die Rückeinspeisung zumindest in dasselbe Stromnetz keine Voraussetzung ist. Das ursprünglich durch die NABEG-Novelle eingeführte Erfordernis zumindest der Rückverstromung dürfte durch die Rücknahme dieser Gesetzesänderung durch das Energieleistungsgesetz damit hinfällig sein⁷⁹. Eine Befreiung gilt nach § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG für P2G-Anlagen auch für die Entgelte zur Einspeisung in das jeweilige Gasnetz, an das die Anlage angeschlossen ist⁸⁰. Allerdings werden von dieser Befreiung weder die Messentgelte, die Konzessionsabgabe noch die sonstigen gesetzlich veranlassten Umlagen erfasst⁸¹. Im Ergebnis ist die Norm also auch auf P2G-Anlagen anzuwenden, bei denen eine Umwandlung von elektrischer Energie in sonstige Energieträger stattfindet, ohne dass es zwingend zu einer Rückverstromung kommt. Zwar ist von einer Speicherung die Rede, jedoch dürfte als Speicherung bereits die Einspeicherung genügen, was

78 BDEW, Strompreisanalyse, S. 8.

79 Vgl. BT-Drs. 19/8913, S. 31; BT-Drs. 19/9027, S. 16 f.; BT-Drs. 19/11186.

80 Vgl. Missling in: Theobald/Kühling (Hrsg.), Energierecht, 107. EL 2020, § 118 EnWG Rn. 29 f.; ausführlich Lietz, Rahmen, S. 190 ff.; zum geringen Anwendungsbereich dieser Norm Posser in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl. 2019, § 118 Rn. 14; Uibeisen in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 118 EnWG Rn. 18; Sailer, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende – die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG, ZNER 2012, 153, 156.

81 BGH, Beschl. v. 20.06.2017 – EnVR 24/16 – juris.

auch daraus ersichtlich wird, dass das EEG den Begriff der Zwischenspeicherung kennt, vgl. zB § 611 Abs. 1 EEG 2021. Nur durch diese Auslegung kann überdies eine Privilegierung auch von P2G-Anlagen erreicht werden, die so wohl vom Gesetzgeber anvisiert worden sein dürfte, da eine nachverfolgbare Rückverstromung nicht der Praxis einer entstehenden Wasserstoffwirtschaft und der Idee der Sektorenkopplung entspricht. Im Ergebnis wird über § 118 Abs. 6 EnWG somit eine Befreiung für P2G-Anlagen vom Netzentgelt auch im Falle der Erzeugung strombasierter Energieträger über Wasserstoff und Methan für den vom Gesetz bezeichneten Zeitraum erreicht⁸².

b) Privilegierungen nach der GasNZV und der GasNEV

Biogas ist mit fossilem Erdgas kompatibel und kann daher ins Gasnetz eingespeist werden, um so einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten und die CO₂-neutrale Wärmeerzeugung zu fördern. § 3 Nr. 10 lit. c EnWG definiert aus Wasser und Strom im Wege der Elektrolyse erzeugten Wasserstoff bzw. Methan dabei ebenfalls als Biogas, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid bzw. Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammen⁸³. Mit weit überwiegend ist hier ein Anteil von mindestens 80% erneuerbarer Energien gemeint⁸⁴. Die Erzeugung von Methan im Wege von P2X kann also einen Fall der Erzeugung von Biogas im Sinne des EnWG darstellen. Um den Anteil von Biogas in öffentlichen Erdgasnetzen zu erhöhen, sieht der sechste Teil der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) einige Privilegierungen für Biogas vor. Nach § 33 Abs. 1 GasNZV gilt für Anschlussnehmer, die eine Anlage im Sinne des § 32 Nr. 3 GasNZV betreiben, parallel zum Einspeisevorrang des EEG für EE-Strom ein Recht auf vorrangigen Netzzugang. Dieser kann nur unter engen Voraussetzungen nach § 33 Abs. 8 GasNZV i. V. m. 17 Abs. 2 EnWG verweigert werden. Auch eine Kostenteilung hinsichtlich des Gasnetzanschlusses findet statt. Der Netzanschlussnehmer einer Biogasanlage hat 25% der Kosten für den Netzanschluss zu tragen, der Netzbetreiber 75%, vgl. § 33 Abs. 1 S. 2 und 3 GasNZV. Gemäß § 33 Abs. 1 S. 3 GasNZV sind die vom Anschlussnehmer bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer zu tragenden Kosten auf höchstens 250.000,00 € beschränkt⁸⁵. Der Einspeiser muss ausschließlich die Qualität des Gases am Einspeisepunkt gemäß der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. sicherstellen, § 36 Abs. 1 GasNZV⁸⁶. Muss die Anlage technisch angepasst werden, weil der Netzbetreiber eine Umstellung des Netzes auf eine andere Gasqualität veranlasst, trägt der Netzbetreiber abweichend von der Regelung in Abs. 1 die Kosten, § 36 Abs. 2 GasNZV. Gas ist grundsätzlich von Netzentgelten für die Einspeisung in das örtliche Verteilernetz befreit, § 18 Abs. 1 S. 3 Gasnetzentgeltverordnung

82 So auch Uibelesen in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, § 118 EnWG Rn. 17; Schäfer-Stradowsky/Boldt, ZUR 2015, 451 (456); Thomas/Henning, In der Entwicklung: Der Rechtsrahmen für erneuerbares Gas aus der Elektrolyse mit (Wind-)Strom, ZNER 2011, 608, 613 f.; Sailer, ZNER 2012, 153, 156; Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579 (582); Posser in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 118 Rn. 14; aA Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62 (65); ebenfalls zweifelnd Lehner/Vollprecht, ZNER 2012, 356 (360).

83 Ausführlich zum Begriff zB des grünen Wasserstoffs und den Definitionsschwierigkeiten in diesem Zusammenhang Buchmüller/Wilms/Kalis, Der Rechtsrahmen für die Vermarktung von grünem Wasserstoff, ZNER 2019, 194 ff.

84 BT-Drs. 17/6072, S. 50; vgl. auch Volk, Ökonomisch-juristische Analyse von Power to Gas im Energierecht, RdE 2013, 361 (362).

85 Ausführlicher Dümke, Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung gemäß § 33 Abs. 7 GasNZV, REE 2013, 150.

86 Vgl. kritisch hierzu von Bredow/Valentin, Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus Erneuerbaren Energien, ET 2011, 99 (101 f.).

(GasNEV). Nach § 3 Nr. 19 lit. a EnWG fällt auch Biogas unter den Gasbegriff. Dieses ist nach § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV auch für die Einspeisung in Fernleitungsnetze von den Netzentgelten befreit. Somit verbleibt für den oben erwähnten § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG lediglich ein enger Anwendungsbereich⁸⁷. Nach § 20a GasNEV ist der Netzbetreiber verpflichtet, dem Einspeiser für jede eingespeiste Kilowattstunde Biogas 0,007 Euro zu zahlen, was sich aus den vermiedenen Netzkosten aufgrund der dezentralen Einspeisung ergibt.

c) EEG-Umlage

Das EEG dient der Förderung und Regulierung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Die EEG-Umlage wird dabei (vereinfacht gesagt) je nach Anlagengröße und -alter als Einspeisevergütung oder Marktprämie an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgezahlt, die Strom ins Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen. Erhoben wird die EEG-Umlage, die also die finanzielle Grundlage für die Förderung Erneuerbarer-Energien-Anlagen bildet, bei allen Stromverbrauchern. Grundsätzlich fällt die EEG-Umlage dann an, wenn es sich um einen Letztverbrauch von Strom handelt. Letztverbraucher ist nach dem EEG, anders als im EnWG⁸⁸, jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht, § 3 Nr. 33 EEG 2021. Lange Zeit war nicht ganz klar, ob der Letztverbraucher-Begriff sich auch auf Elektrolyseure anwenden lässt, zumindest dann, wenn eine Rückverstromung des eingesetzten Stroms stattfindet. Der BGH hatte in seiner Entscheidung aus dem Jahr 2009 im Anschluss an das OLG Düsseldorf ein Pumpspeicherkraftwerk, in dem Strom lediglich zwischengespeichert wurde, um dann später wieder ins Netz eingespeist zu werden, (unter dem EnWG) als Letztverbraucher qualifiziert⁸⁹. Dieselbe Bewertung galt nach überwiegender Ansicht in der Literatur auch für die Umwandlung von Strom in eine andere Energieform, so dass die Elektrolyseure zur Erzeugung von P2X-Wasserstoff schon unter Geltung des EEG 2017 als Letztverbraucher einzuordnen waren⁹⁰. Durch die Gesetzesänderung im EEG 2021, die Privilegierungen für die Erzeugung von Wasserstoff vorsieht, dürfte diese Einordnung von P2X-Anlagen durch den Gesetzgeber klargestellt worden sein. Die Einordnung als Letztverbraucher führte dazu, dass auch der Strombezug für P2X-Anlagenbetreiber (hier in ihrer Elektrolysefunktion) grundsätzlich mit der EEG-Umlage belastet war, was vielfach einem wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen entgegen stand. Lediglich in bestimmten unternehmerischen Konstellationen und Gestaltungen (z. B. für stromkostenintensive Unternehmen oder im Rahmen von Eigenversorgungsmodellen) kamen hier Reduzierungen in Betracht. Diese in der Praxis rechtssicher zu gestalten, stellte aber ebenfalls häufig eine große Herausforderung für P2X-Projekte dar. Allerdings sieht das EEG nach der Gesetzesnovelle, die am 01.01.2021 in Kraft getreten ist, nun besondere Privilegierungstatbestände für die Erzeugung von Wasserstoff vor. Daneben kennt das

87 Missling in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 118 EnWG Rn. 29 f.

88 In § 3 Nr. 25 EnWG werden als Letztverbraucher natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen, definiert.

89 BGH, Beschl. v. 17.11.2009 – EnVR 56/08, NVwZ-RR 2010, 431.

90 Vollprecht, Das „Privileg Speicher“? Aktueller Rechtsrahmen und Überlegungen zur Weiterentwicklung der rechtlichen Vorgaben, Solarzeitalter 1/2016, 37 (38); Stappert/Vallone/Groß, Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, 62 (63); Vollprecht/Warg, Marktchancen für erneuerbare Gase – „Stellschrauben“ für Optimierungen im EEG, IR 2019, 101 (102); Thomas/Altrock, Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher, ZUR 2013, 579; Lehnert/Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug, ZNER 2012, 356 (360); Thomas, Rahmenbedingungen, S. 6 f.; Sterner/Altrock, ZNER 2017, 235 (242 f.); Schäfer-Stradowsky/Boldt, „Power-to-Gas“ – gesetzlich konturierte Verwertungspfade für den Weg in die energiepolitische Gegenwart, ZUR 2015, 451 (454 f.); mit einer Abbildung auch der Gegenauffassungen ausführlich Lietz, Rahmen, S. 74 ff.

EEG 2021 weitere Privilegierungstatbestände, die unter Umständen auch für P2X-Anlagen relevant werden können, hier jedoch nicht genauer betrachtet werden sollen.

aa) Begrenzung der EEG-Umlage bei Wasserstoffherzeugung nach der Besonderen Ausgleichsregelung, § 64a EEG 2021

Das EEG kennt seit geraumer Zeit eine besondere Regelung zur Zahlung der Umlage für stromkostenintensive Unternehmen, die dazu dient, die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromkostenintensiver Unternehmen zu erhalten, um so eine Abwanderung ins Ausland zu verhindern⁹¹. Die stromkostenintensiven Unternehmen bestimmen sich nach Anlage 4 des EEG 2021. Unter den Voraussetzungen des § 64 Abs. 1 EEG 2021 erfolgt für diese Unternehmen eine Begrenzung der EEG-Umlage. Bereits nach alter Rechtslage konnte für bestimmte industrielle P2G-Projekte diese Regelung zur Anwendung gebracht werden (insb. dann, wenn das erzeugte Gas nicht ins Erdgasnetz eingespeist wurde, sondern per Trailer oder Flaschen abtransportiert oder vor Ort direkt verbraucht wurde). Mit der Novellierung des EEG 2021 ist im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung eine weitere Privilegierung für stromkostenintensive Unternehmen eingeführt worden, bei denen die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leistet. Die Begrenzung erfolgt nach § 64a Abs. 1 EEG 2021 unabhängig vom Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs. Die EEG-Umlage wird gemäß § 64a Abs. 2 S. 2 EEG 2021 auf 15% der nach § 60 Abs. 1 EEG 2021 ermittelten EEG-Umlage begrenzt; jedoch auf höchstens 0,5% der Bruttowertschöpfung, die das Unternehmen im arithmetischen Mittel der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre erzielt hat und sofern die Stromkostenintensität des Unternehmens mindestens 20 Prozent betragen hat, vgl. § 64a Abs. 2 S. 3 EEG 2021. Die gezahlte EEG-Umlage soll jedoch 0,1 Cent pro Kilowattstunde nicht unterschreiten, vgl. § 64a Abs. 2 S. 4 EEG 2021. Die weiteren Absätze enthalten konkretisierende Regelungen zu bestimmten Sonderfällen. Gemäß § 64 Abs. 8 EEG 2021 werden von der Begrenzung des § 64a Abs. 2 EEG 2021 Unternehmen, in denen Wasserstoff elektrochemisch hergestellt wird und die nach dem Inkrafttreten einer nach § 93 EEG 2021 noch zu erlassenden Verordnung in Betrieb genommen werden, nur dann erfasst, wenn sie die Anforderungen dieser Verordnung an die Herstellung Grünen Wasserstoffes im Anwendungsbereich des § 64a EEG 2021 erfüllen. Die Einführung des § 64a EEG 2021 dient dazu, den schnellen Markthochlauf der Wasserstofftechnologie zu unterstützen⁹².

In der Konsequenz bedeutet die Einführung des § 64 Abs. 8 EEG 2021, dass auch der Stromverbrauch solcher Unternehmen, welche die Anforderungen der noch zu schaffenden Verordnung an Grünen Wasserstoff nicht erfüllen, die also beispielsweise ausschließlich fossil basierten Strom verwenden, von der Begrenzung des § 64a EEG 2021 profitieren können⁹³. Bei Betrachtung des § 93 EEG 2021 fällt außerdem auf, dass der Bundesregierung bei Erlass der Verordnung recht große Spielräume eingeräumt werden. Es kann (muss aber nicht) bestimmt werden, dass nur solche Unternehmen die Privilegierung des § 64a EEG 2021 in Anspruch nehmen dürfen, die Grünen Wasserstoff produzieren, vgl. § 93 S. 1 Nr. 1 EEG 2021. Außerdem können in der Verordnung inhaltliche, räumliche oder zeitliche Anforderungen gestellt werden, um sicherzustellen, dass nur Wasserstoff als grün gilt, der glaubhaft mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und der mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversor-

91 Baumann/Gabler/Günther, EEG, 1. Aufl. 2019, § 63 Rn. 3.

92 BT-Drs. 19/25326, S. 26.

93 BT-Drs. 19/25326, S. 26; vgl. auch Kather, Bundestag/Bundesrat: EEG 2021 mit einigen Anpassungen beschlossen, IR 2021, 12 (13).

gung vereinbar ist, vgl. § 93 Nr. 2 EEG 2021. Der Wortlaut macht hier deutlich, dass die Verordnung solche Anforderungen nicht zwingend enthalten muss. Mindestvoraussetzung für die Verordnung ist jedoch laut der Gesetzesbegründung, dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der keine finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen hat, und dass sich die Einrichtung zur Herstellung des Wasserstoffs systemdienlich ins Netz integrieren lassen muss⁹⁴. Die Wasserstoffstrategie des Bundes definiert Grünen Wasserstoff als Wasserstoff, der durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt wird, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt⁹⁵. Gemäß § 96 Abs. 4 EEG 2021 muss die Rechtsverordnung spätestens bis zum 30. Juni 2021 erstmals erlassen werden.

bb) Entfall der EEG-Umlage bei Herstellung von Grünem Wasserstoff nach § 69b EEG 2021

Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage verringert sich nach einer weiteren Neuregelung auf null für Strom, der von einem Unternehmen zur Herstellung von Grünem Wasserstoff unabhängig von dessen Verwendungszweck in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird, die, sofern in dieser Einrichtung Strom aus dem Netz verbraucht werden kann, über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, § 69b Abs. 1 S. 1 EEG 2021. Die gleichzeitige Anwendung von § 64a EEG 2021 und § 69b EEG 2021 ist ausgeschlossen, vgl. § 69b Abs. 1 S. 2 EEG 2021. Allerdings kann kalenderjährlich zwischen den Bestimmungen gewechselt werden⁹⁶. § 69b Abs. 1 EEG 2021 kann gemäß § 69b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 erst nach Erlass der Verordnung nach § 93 EEG 2021 Anwendung finden. Laut Gesetzesbegründung darf eine gesetzliche Vollbefreiung nur für Grünen Wasserstoff gewährt werden, was gleichzeitig darauf hindeutet, dass eine Befreiung gemäß § 64a EEG ggf. doch auch langfristig für blauen Wasserstoff gewährt werden kann. Eine rechtssichere Definition von Grünem Wasserstoff sei erst möglich, wenn entsprechende Umsetzungsprozesse auch mit Blick auf die Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) abgeschlossen seien⁹⁷. Inwieweit auch aus dem Netz bezogener Strom als „Grünstrom“ gilt, der zur Erzeugung von privilegiertem „Grünem Wasserstoff“ berechtigt, und wie streng die bilanziellen Anforderungen insoweit sein werden, die hierfür erfüllt sein müssen, bleibt ebenfalls der noch zu erlassenden Rechtsverordnung vorbehalten. Klar ist wohl bereits jetzt, dass nicht nur direkt vor Ort bezogener Grünstrom, sondern auch aus dem Netz bezogener Strom diese Anforderungen grundsätzlich erfüllen können soll. Auch ist derzeit noch unklar, für welche Strommengen genau die Befreiung gelten soll, also nur für den direkten Elektrolysestrom oder auch z. B. für die Anlagenverbräuche des Elektrolyseurs oder weiterer Peripherieanlagen. Gemäß § 64a Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021 ist die Befreiung auf Einrichtungen beschränkt, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen worden sind, weil aktuell davon ausgegangen wird, dass bis dahin der Markthochlauf der neuen Technologie abgeschlossen sein wird.

d) Stromsteuer

Die Stromsteuer fällt nach § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG grundsätzlich dann an, wenn von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch einen Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird, oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Sie macht etwa sechs Prozent des Strompreises aus und beträgt 2,05 Cent pro Kilowattstunde.

94 BT-Drs. 19/25326, S. 32.

95 BMWi, Wasserstoffstrategie, S. 29.

96 BT-Drs. 19/25326, S. 29.

97 BT-Drs. 19/25326, S. 29.

Auf Antrag wird nach § 9a StromStG die Steuer allerdings für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse entnimmt (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG). Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind in § 2 Nr. 3 StromStG definiert. Gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige fällt auch eine P2X-Anlage, in der aus Strom und Wasser Wasserstoff hergestellt wird, unter den Begriff⁹⁸. Der Bundesfinanzhof vertritt eine enge Auslegung des Elektrolysebegriffs⁹⁹, so dass lediglich der Strom, der zum Anlegen der Spannung an den Elektroden erforderlich ist, von der Steuer befreit ist, wobei die Elektrolyse definiert ist als Zersetzung von Elektrolyten mit Hilfe des elektrischen Stroms¹⁰⁰. Keine Anwendung findet diese Vorschrift somit für den übrigen in der P2X-Anlage verbrauchten Strom. Ebenso wenig ist die Vorschrift auf die übrigen Verarbeitungsprozesse anzuwenden, die sich an die Herstellung von Wasserstoff im Rahmen der Elektrolyse anschließen.

3. Direktlieferungs- und Eigenverbrauchskonzepte

Wird der für die Elektrolyse verwendete Strom nicht über das öffentliche Netz, sondern direkt von einer EE-Anlage bezogen – wie etwa in dezentralen, verbrauchsnahe Konzepten mit eigenen Stromleitungen der Fall – können unter bestimmten Voraussetzungen mangels Netznutzung die netzgekoppelten Strompreisbestandteile entfallen, also die Netzentgelte sowie die mit ihnen erhobenen gesetzlichen Abgaben und Umlagen. Lediglich die EEG-Umlage und die Stromsteuer fallen auch bei dezentralen Stromnutzungskonzepten an. Hierbei ist stets zwischen einer Eigenversorgung des Anlagenbetreibers (Betrieb der Stromerzeugungsanlage und der P2X-Anlage von derselben natürlichen oder juristischen Person) und einer Direktlieferung an einen Dritten zu unterscheiden, da diese rechtlich unterschiedlich behandelt werden. Insbesondere in Direktlieferungsmodellen bestehen zudem – über die Frage der zu zahlenden Abgaben und Umlagen hinaus – zahlreiche administrative Belastungen für den stromliefernden Anlagenbetreiber, der dann rechtlich als „ganz normaler“ Stromversorger behandelt wird und sämtlichen insoweit geltenden Regularien unterliegt.

Insbesondere kann bei einer Eigenversorgung die EEG-Umlage aus EE-Anlagen auf 40 Prozent reduziert sein oder in besonderen Konstellationen sogar ganz wegfallen (§§ 61 ff. EEG 2021). Bei einer Direktlieferung an einen Dritten fällt die EEG-Umlage hingegen immer in voller Höhe an. Voraussetzung für eine Eigenversorgung und die hiermit einhergehenden Privilegierungen in Bezug auf den grundsätzlich von allen Letztverbrauchern zu zahlenden Strompreis sind zudem einerseits die Stromnutzung über eine Direktleitung und andererseits der Verbrauch des bezogenen Stroms in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang zur EE-Anlage. Hierbei ergibt sich eine Reihe von (Auslegungs-)Problemen, wie etwa die Frage nach dem unmittelbar räumlichen Zusammenhang, der insbesondere für die Windenergie (außer im Stromsteuerrecht) bislang kaum sinnvoll und rechtssicher definiert wurde. Auch die Bundesnetzagentur geht im Zweifelsfall von der Notwendigkeit einer Einzelfallbetrachtung aus, was potenziellen Vorhabenträgern kaum die notwendige Planungs- bzw. Investitionssicherheit geben dürfte.¹⁰¹

Auch gilt nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG eine Stromsteuerbefreiung für EE-Anlagen, und zwar seit Inkrafttreten der Stromsteuernovelle am 1.7.2019 nicht nur, wie schon zuvor,

98 Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008, S. 334 ff.

99 BFH, Urt. v. 30.6.2015 - VII R 52/13, EnWZ 2015, 520.

100 Ausführlich dazu Bongartz in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, § 9a StromStG Rn. 12 ff.

101 BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, 2016, S. 36.

für kleinere EE-Anlagen, sondern nunmehr auch (nach einer zwischenzeitlich abweichenden Auslegung seitens der Finanzverwaltung wieder) für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei MW, definiert in § 2 Nr. 7 StromStG. Für große Anlagen gilt die Befreiung dabei allerdings nur für die Eigenversorgung am Ort der Erzeugung, lediglich bei kleinen Anlagen ist auch die Drittbelieferung von der Befreiung umfasst. Ferner wird nach Änderung des StromStG nicht länger vorausgesetzt, dass das Netz bzw. die Leitung, aus der der Strom entnommen wird, ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern gespeist wird. Jedoch kann die Privilegierung dann nicht gewährt werden, wenn der Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, § 9 Abs. 1a StromStG. Voraussetzung für das Eingreifen dieser Regelung ist also grundsätzlich der Strombezug über eine Direktleitung oder ein geschlossenes Verteilernetz¹⁰². Zudem muss der Verbrauch vom Anlagenbetreiber selbst im örtlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage erfolgen.

Weiterhin wird eine Befreiung von der Stromsteuer für kleine Anlagen gewährt, wenn der Strom vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an einen Letztverbraucher geleistet wird, der den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnimmt, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG¹⁰³. Bei dieser Privilegierung stellt sich jedoch ein ähnliches Problem wie bei § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG, wenn auch etwas weniger intensiv. Durch die Voraussetzung des räumlichen Zusammenhangs für die Entnahme des Stroms wird der Anwendungsbereich der Regelung eingeschränkt. Der Begriff des räumlichen Zusammenhangs bestimmt sich nach § 12b Abs. 5 StromStG und bezeichnet einen Radius von 4,5 km. Eine Einspeisung des Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung ist möglich¹⁰⁴. Jedoch ist auch hier die Privilegierung auf Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 MW beschränkt und es gelten komplexe und mit vielen Rechtsunsicherheiten behaftete Regelungen für die Zusammenfassung mehrerer Anlagen an verschiedenen Standorten (weswegen es in der Praxis häufig zu einer Überschreitung des Grenzwertes kommt).

4. Zwischenfazit

Es zeigt sich somit, dass die besondere Bedeutung von P2X – gerade auch mit Blick auf die Sektorenkopplung und hier als Dekarbonisierungsoption für den Wärmesektor – im deutschen Recht bislang nur langsam Niederschlag findet. Im Gegenteil gelten Energiespeicher und P2X-Technologien nach herrschender Meinung als Letztverbraucher, was grundsätzlich eine Belastung mit entsprechenden Entgelten nach sich zieht. Durchgreifende Privilegierungen werden hingegen erst langsam eingeführt und sind teilweise nach wie vor nicht eindeutig oder umstritten hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit in bestimmten Konstellationen und ihres Umfangs. Insbesondere in Direktlieferungskonzeptionen ergibt sich eine Vielzahl an Fragen und Komplikationen in der Praxis. Dies führt in vielen Fällen zu Rechtsunsicherheiten¹⁰⁵.

102 Möhlenkamp in: Möhlenkamp/Milewski, Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz, 2. Aufl. 2020, § 9 StromStG Rn. 32 ff.; Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zolltarif: EnergieStG, StromStG, § 9 StromStG Rn. 21 f.; wohl noch nicht unter Berücksichtigung der Gesetzesänderung Liebherr in: Theobald/Kühling (Hrsg.), Energierecht, Einführung, Rn. 46.

103 Hierzu Lietz, Rahmen, S. 219.

104 BFH, Urt. v. 20.4.2004 – VII R 54/03, BFHE 205, 566; mit ausführlichen Erläuterungen Möhlenkamp in: Möhlenkamp/Milewski, Energiesteuergesetz, § 9 StromStG Rn. 68.

105 Halbig, EnWZ 2020, 3.

II. Optimierende Regelungsoptionen für P2X

Optimierende Regelungsoptionen müssen sich an den herausgearbeiteten Zielsetzungen und den ihrer Erreichung entgegenstehenden Hindernissen orientieren. Normative Grundlage und Ausgangspunkt für jegliche Nachjustierung am bestehenden Rechtsrahmen ist Art. 2 Abs. 1 PA¹⁰⁶.

Zunächst wurde festgestellt, dass der Einsatz von P2X im Wärmesektor zumindest in den nächsten Jahren keine herausragende Rolle spielen wird, da bisher nur begrenzte Mengen an erneuerbaren Energien verfügbar sind, die Herstellung strombasierter Energieträger nach wie vor unter verhältnismäßig hohen Umwandlungsverlusten leidet und somit sowohl teuer als auch unter Umständen schädlicher für das Klima ist als der Einsatz herkömmlicher fossiler Brennstoffe¹⁰⁷. Daraus ergibt sich für den Wärmesektor, dass andere Effizienz-, Konsistenz- und in letzter Konsequenz auch Suffizienzstrategien dem Einsatz von strombasierten Energieträgern vorzuziehen sind. Naheliegender könnte es daher erscheinen, den Einsatz von strombasierten Energieträgern im Wärmesektor zu reglementieren (dazu sogleich unten). Nur dort, wo keine Alternativen vorhanden sind, sollte gewissermaßen als letzte Option auf den Einsatz von P2X zurückgegriffen werden. Dies betrifft insbesondere für den Mobilitätsbereich den Flug- und Schwerlastverkehr sowie Nischenbereiche der Industrie und bestimmte Bestandsgebäude, die aus besonderen Gründen nicht vorrangig an ein Wärmenetz angeschlossen oder mit Wärme z. B. über Wärmepumpen oder den Einsatz von Solar- bzw. Geothermie versorgt werden können¹⁰⁸. In diesem Zusammenhang kommt auch der Sanierung von Bestandsgebäuden eine besondere Bedeutung zu.

Insgesamt wurden einige Herausforderungen für den Einsatz von P2X im Wärme- aber auch in anderen Sektoren festgestellt. Grundsätzlich soll hier eine Handlungsoption vorgestellt werden, die auf Dauer kleinteilige Regelungen für den Einsatz von P2X bzw. dessen Förderung überflüssig macht (dazu 1.). Da die Umsetzung dieser Option aktuell in Ansätzen bei der EU-Kommission zur Diskussion steht, aber bislang nicht gewiss ist, werden aber auch sonstige mögliche Regelungsoptionen für den kurzfristigen Markthochlauf der P2X-Technologie analysiert (dazu 2.). Ein festgestelltes Hindernis ist in diesem Zusammenhang die bislang geringe Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien, so dass zur Vermeidung eines Lock-Ins bei fossilen Brennstoffen Regelungen für die Qualität des verwendeten Stroms bzw. erzeugten Wasserstoffs geschaffen werden müssen. Darüber hinaus muss der Strompreis so gestaltet werden, dass der Betrieb von P2X-Anlagen auch betriebswirtschaftlich attraktiv wird¹⁰⁹.

1. Der Ansatz beim fossilen Phasing-Out durch Mengensteuerung

Die Ausrichtung von P2X ausschließlich auf erneuerbare Energien und die vorrangige Aktivierung der genannten anderen Nachhaltigkeitsstrategie-Optionen verlangt als politisches Kerninstrument danach, dass die fossilen Brennstoffe

¹⁰⁶ Ähnlich Thomas, Rahmenbedingungen, S. 55.

¹⁰⁷ Kasten/Heinemann u. a., Selbstläufer, S. 9; Kasten/Heinemann u. a., Climate Protection, S. 11; vgl. ähnlich Zimmer u. a., Endbericht, S. 261; Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (175); Appl-Scorza/Lippelt/Littlejohn, ifo-schnelldienst 2018, 68.

¹⁰⁸ Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 44 f.; Perner/Bothe, Aspects, S. 32; mit wesentlich weiterem Anwendungsbereich Wilms/Lerm/Schäfer-Stradowsky u. a., Einsatzgebiete, S. 11 ff.; Naumann/Oehmichen/Remmeler u. a., Monitoring, S. 17; Zimmer u. a., Endbericht, S. 261; Appl-Scorza/Lippelt/Littlejohn, ifo-schnelldienst 2018, 68 (69); ebenso BMWi, Wasserstoffstrategie, S. 6.

¹⁰⁹ Von Bredow/Valentin, ET 2011, 99 (103); Von Bredow/Balzer, Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme, ET 2015, 72 (76); Sterner/Altrock, ZNER 2017, 235 (250 f.).

sukzessive und zeitnah aus dem Markt genommen werden – dann entstünden just die entsprechenden Anreize, und es wäre künftig ausschließlich Grün- statt Graustrom verfügbar. Wie ein Cap null für fossile Brennstoffe in zwei Dekaden – oder eigentlich deutlich vor 2035 – EU-weit als Fortentwicklung des real existierenden EU-ETS durch ein strengeres Cap, eine Streichung aller Altzertifikate, eine Integration sämtlicher fossiler Brennstoffe und die Schließung von Schlupflöchern etabliert werden könnte, wurde andernorts diskutiert¹¹⁰ (ebenfalls andernorts dazu, wie in ähnlicher Form, allerdings mit einem Cap oberhalb von null, auch tierische Produkte mit ihren Emissionen reguliert werden könnten¹¹¹). Der Ansatz auf EU-Ebene – der mit Border Adjustments für Im- und Exporte kombiniert werden müsste, wie sie die EU-Kommission aktuell in der Tat ebenso wie eine ETS-Erweiterung prüft – würde durch das räumlich und sektoral breite Ansetzen bei einer leicht fassbaren Steuerungsgröße (eben den fossilen Brennstoffen) diverse Steuerungsprobleme wie räumliche und sektorale Verlagerungs- und Rebound-Effekte sowie Vollzugsprobleme vermeiden. Zugleich würden durch die zentrale Rolle der fossilen Brennstoffe (und der Tierhaltung) weitere Umweltprobleme neben dem Klimawandel zentral adressiert, etwa Biodiversitätsverluste, gestörte Stickstoffkreisläufe sowie Schadstoffbelastungen in Luft, Gewässern und Böden.¹¹² Eine Energiesteuer auf EU-Ebene respektive in EU-weit einheitlicher Form (nationale Ansätze wären mit Verlagerungseffekten konfrontiert)¹¹³ könnte grundsätzlich ähnlich wirken wie ein ETS für alle fossilen Brennstoffe. Allerdings müsste dafür, anders als beim ETS, ein komplett neues System geschaffen werden, und es bedürfte nicht lediglich einer Mehrheit, sondern einer Einstimmigkeit im EU-Ministerrat (Art. 192 Abs. 1, 194 Abs. 3 AEUV). Zudem führen Kompensationen für sozial Schwächere bei Abgabenlösungen, weil diese anders als ein ETS kein Cap haben, zu einer Schwächung der ökologischen Effektivität des Ansatzes.

Auch wenn die EU ein zeitnahes vollständiges fossiles Phasing-Out angehen würde, bestünde in puncto P2X indes weiterer Steuerungsbedarf. Ähnlich wie dies bereits der Subventionierung der erneuerbaren Energien nach dem EEG zugrunde lag, muss nämlich zumindest sichergestellt werden, dass zu dem Zeitpunkt, da ein vollständiges Phasing-Out der fossilen Brennstoffe erfolgt, P2X-Technologien bereits halbwegs bezahlbar am Markt verfügbar sind. In diesem Sinne sind nachstehend mögliche Förderansätze wie auch die Beseitigung festgestellter Hemmnisse zu diskutieren, wobei ggf. aus den Erfahrungen mit dem sukzessiven Ausbau des regenerativ erzeugten Stroms gelernt werden kann. Einer Reglementierung des Einsatzes von P2X im Wärmesektor ist jedoch an dieser Stelle bei Umsetzung des vorgestellten Konzepts eine Absage zu erteilen. Eine solche Reglementierung, die z. B. den Einsatz von P2X in Heizungssystemen (außerhalb der nicht anders versorgbaren Bestandsgebäude) untersagen würde, wäre unter dem vorgestellten ETS schlicht überflüssig, da aufgrund der hohen Kosten und der wirtschaftlicheren Alternativen im Wärmesektor ohnehin kein großer Einsatz von P2X in diesem

110 Ausführlich hierzu und zum Folgenden Ekardt, Theorie, § 6 E. III. 1.; Ekardt, Sustainability, Ch. 4; Hennig, Landnutzung, passim.

111 Vgl. Weishaupt/Ekardt/Garske/Stubenrauch/Wieding, Land Use, Livestock, Quantity Governance and Economic Instruments – Sustainability Beyond Big Livestock Herds and Fossil Fuels, Sustainability 2020, 2053 ff.; Garske, Ordnungsrechtliche und ökonomische Instrumente der Phosphor-Governance, 2019.

112 Auch dazu und zu den Steuerungsproblemen die Nachweise der letzten zwei Fn.

113 Exemplarisch zu Energiesteuer-Vorschlägen (zumeist national gedacht) Jansen/Sager-Klauß, DAS GEKOPPELTE ENERGIESYSTEM – Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung, 2017, S. 59 f.; Zerkawy/Fiedler, Ein Preis für CO₂ – Vergleich verschiedener Konzepte zur CO₂-Bepreisung im Rahmen der Energiesteuer, 2019.

Bereich zu erwarten wäre. Dennoch sollten, wenn möglich, Pfadabhängigkeiten vermieden werden, die etwa zur Folge haben, dass beim Austausch eines Heizungssystems mit einem dauerhaften Einsatz strombasierter Energieträger gerechnet wird¹¹⁴. Dasselbe gilt für alle übrigen denkbaren ordnungsrechtlichen Reglementierungen des Einsatzes von P2X.

2. *Begleitend oder substituierend: rechtliche Anpassungen*

Kommt es nicht zu einer Optimierung des ETS, wären alternativ Anpassungen des aktuellen Rechtsrahmens denkbar. Teilweise können sie auch mit einem fossilen Phasing-Out relevant bleiben. Dabei sind insbesondere zwei Ebenen in den Blick zu nehmen: Einerseits müssen bestimmte marktbezogene Maßnahmen auf rechtlicher Ebene getroffen werden, um den Betrieb von P2X-Anlagen (betriebs-)wirtschaftlich zu machen und somit auf eine breite Skalierung dieser Technologien hinzuwirken. Andererseits erscheint eine Anpassung auf der organisatorischen Ebene notwendig, um die Flexibilität des Einsatzes von P2X-Anlagen zu maximieren und übergreifende Planung zu ermöglichen. Ferner ist zu diskutieren, ob die Einführung eines CO₂-basierten Innovationsbonus, der Betreibern von P2X-Anlagen für jede durch P2X vermiedene Tonne CO₂ gutgeschrieben würde, bei Einführung des bereits beschriebenen starken ETS sinnvoll wäre.

a) *Aufhebung der Sektorziele und Ausbau der EE*

Werden die fossilen Brennstoffe gezielt in allen Sektoren verknappt, so entsteht Wettbewerb zwischen den verschiedenen Sektorkopplungsstrategien (also in diesem Sinne auch zwischen P2X und zum Beispiel direkter Elektrifizierung durch z. B. den Einsatz von Wärmepumpen)¹¹⁵. Dieser Wettbewerb kann wiederum durch die Einbeziehung aller fossilen Energieträger unter dem Dach des bereits dargestellten europaweiten ETS mit einem Cap von 100% innerhalb von zwei Dekaden erreicht werden. Wettbewerb ist seinerseits der kostengünstigste und innovationsförderlichste Weg, um durch Preissignale die Investition in vielversprechende Technologien zu fördern und somit die Skalierung von P2X-Anlagen auf großindustrieller Basis bis zum Abschluss des Phasing-Out der fossilen Brennstoffe zu gewährleisten.

Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sowie § 4 i. V. m. Anlage 2 KSG sehen auf nationaler Ebene sektorbezogene Emissionsminderungsziele vor, für welche – anders als auf europäischer Ebene – eine Verschiebung von Reduktionsverpflichtungen in Bezug auf ETS-Emissionen in nicht-ETS-Sektoren unzulässig ist¹¹⁶. Dadurch entstehen zumindest national Flexibilitätshindernisse auf der Sektorkopplungsebene, die insbesondere für Sektorkopplungsstrategien wie P2X und deren Weiterentwicklung hinderlich sein können. Das spricht gegen solche Ziele (oder für ihre Flexibilisierung), zumal sie ohnehin unter einem EU-weiten ETS, der alle Sektoren miteinbezieht, überflüssig wären.

Begleitend zur Abschaffung der Sektorziele ist der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben.¹¹⁷ In seiner Stellungnahme zum EEG postulierte der Nationale Wasserstoffrat

114 Mit Hinweis auf die langen Investitionszyklen im Gebäudesektor Ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec, Wert, S. 17.

115 Wietschel/Plötz/Pfluger, Sektorkopplung, S. 18; Lorenczik/Gierking/Schmidt u. a., Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung, 2018, S. 120.

116 Lorenczik/Gierking/Schmidt u. a., Umsetzung, S. 120.

117 In diesem Zusammenhang sollte auch geklärt werden, welcher gesetzlichen Änderungen, etwa im Planungsrecht, es für einen verstärkten Zubau mit EE-Anlagen ggf. bedarf. Auch ist fraglich, ob die bisherige Förderpraxis im Wege des Ausschreibungsverfahrens das richtige Instrument für einen weiteren Zubau mit EE-Anlagen ist oder ob nicht das Vorgängermodell der festen Einspeisevergütung potenziellen Investoren möglicherweise mehr Planungssicherheit verschafft und damit für eine Ausdehnung der regenerativen Stromerzeugung geeigneter ist.

bereits im Oktober 2020, dass eine zentrale Rahmenbedingung für die Sicherung der klimapolitischen Integrität des Markthochlaufs der Wasserelektrolyse die Verfügbarkeit des zusätzlich benötigten regenerativen Stroms sei¹¹⁸. Notwendig sei es daher, die in § 1 EEG 2017 vorgesehenen Ausbauziele für erneuerbare Energien so anzupassen, dass der für Wasserelektrolyseanlagen notwendige Strom bereitgestellt werden kann, da nur so bis 2030 durch die Technologie bereits der notwendige Beitrag zur Treibhausgasminderung geleistet werden könne¹¹⁹. Zwar definiert § 1 EEG 2021 in seinem Absatz 3 nunmehr das Ziel der Treibhausgasneutralität noch vor dem Jahr 2050 und ferner das Ziel, bis 2030 65 % des Bruttostromverbrauchs aus Ökostrom zu decken. Die gesetzlichen Ausbaupfade sind jedoch vermutlich, wenn die Sektorkopplung tatsächlich in ausreichendem Maße umgesetzt werden soll, wesentlich zu niedrig bemessen¹²⁰. Die Frage der Ausbauziele wurde allerdings in der Gesetzesnovellierung des EEG nicht abschließend geklärt, sondern auf 2021 verschoben. Hier ist dringend eine ambitionierte Nachjustierung angebracht, die auch mit den Treibhausgasminderungszielen der EU in Einklang steht¹²¹.

b) Der Strompreis und die Privilegierungen im EEG

Festgestellt wurde, dass häufig der Strompreis ein Hindernis für die wirtschaftliche Errichtung und Inbetriebnahme von P2X-Anlagen ist. Dem wurde in Ansätzen durch die Einführung der Regelungen der §§ 64a und 69b EEG 2021 begegnet, wobei die Anwendung des § 64a EEG 2021 gemäß § 105 Abs. 2 EEG 2021 erst nach Erteilung durch die Europäische Kommission und nur nach Maßgabe der Genehmigung erfolgen darf und gemäß § 69b EEG 2021 noch von dem Erlass einer entsprechenden Rechtsverordnung abhängig ist. Es ist zu begrüßen, dass spezielle Regelungen für Einrichtungen zur Erzeugung von Wasserstoff geschaffen wurden. Zugleich zeigt sich hier ein Dilemma des deutschen Strommarktes: Grundsätzlich, um Effizienz und Suffizienz anzuregen, müsste Strom teurer werden. Letztlich kann über dieses Marktinstrument einem klimaschädlichen Einsatz von Strom aus fossilen Energien bzw. der Herausforderung, dass aktuell noch nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien vorhanden ist, begegnet werden. Zugleich muss die P2X-Technologie, welche eine entscheidende Rolle in einer treibhausgasneutralen Welt spielen wird, derartig gefördert werden, dass sie rechtzeitig und in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Insofern sind Privilegierungen in Bezug auf den Strompreis für die Betreiber von P2X-Anlagen sinnvoll und notwendig. Jedoch müssen diese Privilegierungen so gestaltet werden, dass einerseits für den Rechtsadressaten und -anwender klar ist, welche Strommengen privilegiert werden, und dass zweitens lediglich solcher Strom privilegiert wird, der auch einen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels leisten kann. Das EEG 2021 regelt die beiden Punkte (Klarheit und Klimafreundlichkeit) im Rahmen der für P2X-Anlagen vorgesehenen Vorschriften nicht hinreichend.

118 Nationaler Wasserstoffrat, EEG-Stellungnahme, abrufbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/eeg-stellungnahme-nationaler-wasserstoffrat.html#:~:text=Der%20Nationale%20Wasserstoffrat%20empfiehlt%20wegen,Betrieb%20genommenen%20Elektrolyseanlagen%20f%C3%BCr%20\(zuletzt%20abgerufen%20am%2021.1.2021\).](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/eeg-stellungnahme-nationaler-wasserstoffrat.html#:~:text=Der%20Nationale%20Wasserstoffrat%20empfiehlt%20wegen,Betrieb%20genommenen%20Elektrolyseanlagen%20f%C3%BCr%20(zuletzt%20abgerufen%20am%2021.1.2021).)

119 AaO.

120 Von Bredow/Valentin/Herz, Sondernewsletter zum Regierungsentwurf des EEG 2021, 2020, S. 9, abrufbar unter https://www.vbv.de/fileadmin/user_upload/pdf/2020/vBVH_Sondernewsletter_zum_Regierungsentwurf_des_EEG_2021.pdf (zuletzt abgerufen am 25.1.2021).

121 So auch Power to X Allianz, Statement der Power to X Allianz zur Verabschiedung der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes am 17.12.2020, abrufbar unter <https://www.ptx-allianz.de/wp-content/uploads/2020/12/statement-der-ptx-allianz-verabschiedung-der-novelle-des-erneuerbaren-energien-gesetzes.pdf> (zuletzt abgerufen am 25.1.2021).

aa) Klarheit

Zunächst muss in den gesetzlich vorgesehenen Privilegierungen klar erkennbar sein, welche Technologien und Verfahren exakt in die Begünstigungstatbestände einbezogen sind: lediglich die Elektrolyse mit Blick auf den Strom, der zwischen den Elektroden fließt, oder aber insgesamt der Strom, der im Rahmen der Elektrolyse in dem privilegierten Unternehmen anfällt? Was gilt für den Strom, der im Rahmen der weiteren Veredelungsschritte nach der Elektrolyse eingesetzt wird, z. B. zur Herstellung von synthetischem Heizöl? Grundsätzlich steht zu vermuten, dass der Gesetzgeber zur Bekämpfung des Klimawandels auch die Einbeziehung dieser Strommengen wünscht. Dies sollte er jedoch unbedingt klarstellen, um den Betreibern von P2X-Anlagen auch abseits vom Betrieb des Elektrolyseurs Rechtssicherheit zu gewähren. Darüber hinaus führt die Bezugnahme auf die Nummer 78 der Anlage 4 zum EEG in § 64a Abs. 1 EEG 2021 zu einer Verengung des Anwendungsbereichs der Norm, die vermutlich auf einem Versehen des Gesetzgebers beruht. Denn Nummer 78 bezieht sich auf die Herstellung von Industriegasen, die aber nach Handhabung des BAFA nicht in ein Rohrleistungsnetz eingespeist werden dürfen. Dass eine solche Beschränkung aber gerade nicht stattfinden soll, ergibt sich aus dem Gesetzestext des § 64a Abs. 1 EEG 2021 („unabhängig vom Verwendungszweck“). Grundsätzlich wäre die Regelung somit für alle Unternehmen nicht anwendbar, die das erzeugte Gas in Rohrleistungsnetze einspeisen, da dieses dann nach der aktuellen Auslegung der insoweit zuständigen Verwaltung nicht als Industriegas gilt. Hier sollte insofern eine Klarstellung erfolgen. Hinsichtlich des § 69b EEG 2021 erscheint der Anwendungsbereich hinsichtlich natürlicher Personen, die ebenfalls Betreiber einer P2X-Anlage (z. B. eines Mini-Elektrolyseurs in Verbindung mit einer Solaranlage) sein können, verengt.¹²²

bb) Klimafreundlichkeit

Die Privilegierung gemäß § 64a EEG 2021 kann auch solchen Unternehmen zugutekommen, die Wasserstoff unter Einsatz von Strom herstellen, der nicht aus erneuerbaren Energien gewonnen wird¹²³. Es wurde bereits ausführlich dargestellt, dass P2X-Produkte aus Graustrom zumeist eine wesentlich schlechtere Klimabilanz aufweisen als ihre fossilen Äquivalente. Im Grunde können P2X-Produkte also nur dann einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele aus dem Paris-Abkommen leisten, wenn sie mit echtem Grünstrom erzeugt werden¹²⁴. Daher muss über eine Anpassung des § 64 Abs. 8 EEG 2021 bzw. des § 64a EEG 2021 nachgedacht werden, um zu verhindern, dass Unternehmen sich der Privilegierung bedienen, die für die Herstellung von Wasserstoff greift, der keinen Beitrag zum Klimaschutz leistet. Dabei ist nicht zu verkennen, dass durch die Regelung eine Förderung des Markthochlaufs der P2X-Technologie erreicht werden soll. Dies würde unter Umständen konterkariert, wenn zu früh zu hohe Anforderungen an die Qualität des eingesetzten Stroms gestellt würden. Daher wird in der Gesetzesbegründung auch erwähnt, die Anforderungen an den eingesetzten Strom könnten ggf. nach und nach verschärft werden¹²⁵. Letztlich stehen diese Erwägungen in engem Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien. Denn wenn diese in ausreichendem Maße verfügbar sind und zugleich unter Geltung des vorgeschlagenen ETS eine massive Preissteigerung bei den fossilen Energien zu

122 Die Verfasser bedanken sich insoweit bei Dr. Bettina Hennig und Dr. Florian Valentin der Kanzlei von Bredow Valentin Herz für den Austausch zu der Kritik an der aktuellen Gesetzesfassung.

123 Vgl. Kather, IR 2021, 12 (13).

124 Wietschel/Plötz/Pfluger, Sektorkopplung, S. 33; ausführlich zur physikalischen bzw. bilanziellen Betrachtungsweise bezüglich Grünstrom Buchmüller/Wilms/Kalis, ZNER 2019, 194.

125 BT-Drs. 19/25326, S. 32.

verzeichnen ist, erfolgt automatisch ein vermehrter Zugriff auf Strom aus erneuerbaren Energien¹²⁶.

c) Nachfrageorientierte Förderung von auf grünem Wasserstoff basierender Technologie

Jenseits des bestehenden Förderregimes könnte zur Steigerung der Produktion von P2X-Produkten an die Einführung eines CO₂-basierten Innovationsbonus gedacht werden. Dieser könnte an die Betreiber von P2X-Anlagen aufgrund des Einsatzes CO₂-freier P2X-Produkte für im jeweiligen Zielsektor vermiedene Treibhausgasemissionen ausgezahlt werden¹²⁷. Um einen Verstoß gegen das EU-Beihilfenrecht nach Art. 107 ff. AEUV zu vermeiden, wäre u. a. zu überprüfen, wie etwaige Doppelzahlungen berücksichtigt und durch wechselseitige Anrechnung ggf. kompensiert werden könnten. Möglicherweise könnte eine Ausnahme aber zu Gunsten einer effektiven Klimaschutzpolitik und zur Förderung der erneuerbaren Energien nach Art. 107 Abs. 3 lit. b oder c AEUV gerechtfertigt sein. Die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) macht deutlich, dass eine staatliche Förderung in diesem Bereich durchaus gewollt ist. Auch die „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ (2014/C 200/01) legen dies nahe. Hilfsweise wäre zu prüfen, ob eine Freistellung vom EU-Beihilfenrecht unter Anwendung der sogenannten De-Minimis-Verordnung¹²⁸ bzw. der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung¹²⁹ in Betracht kommt. Aus verfassungsrechtlicher Perspektive müsste der Innovationsbonus haushaltsrechtlichen Anforderungen genügen, insbesondere dem Wirtschaftlichkeitsgebot nach Art. 114 Abs. 2 GG. Es ist jedoch an dieser Stelle überaus fraglich, ob – zumindest unter Geltung des hier vorgeschlagenen strengen ETS mit Flankierung von Border-Adjustments – ein solcher Innovationsbonus sinnvoll wäre. Würden die fossilen Brennstoffe stufenweise aus dem Markt genommen, wäre ein solcher Innovationsbonus überflüssig, wenn nicht sogar schädlich. Denn dieser könnte unter Umständen zu einer Produktion von P2X-Produkten über das erforderliche Maß hinaus führen. Darüber hinaus ist der beträchtliche Verwaltungsaufwand zu beachten, den ein solcher Bonus mit sich bringen würde. Erst recht ist speziell für den Wärmesektor kein Nutzen dieses Instruments gegeben, da dort vorwiegend Suffizienz- und Effizienzoptionen sowie Maßnahmen der direkten Elektrifizierung naheliegend sind.

d) Optimierende Regelungen zum Einspeisemanagement

Es wurde ausführlich erörtert, dass P2X-Produkte zumindest zum aktuellen Zeitpunkt insbesondere dann effizient und klimaschonend erzeugt werden können, wenn sie aus Überschussstrom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Zudem ist auch die Stromwende noch lange nicht vollständig vollzogen, so dass Strom aus erneuerbaren Energien insbesondere im Stromsektor zum Einsatz kommen sollte. Zwar gibt es

126 An dieser Stelle bleibt zu bemerken, dass Strom, der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, ohnehin nicht mehr „grün“ ist, da der Strom aus dem Netz der Strommix aus Erneuerbaren Energien und fossilen Energieträgern ist, vgl. ausführlich zu dieser Problematik und zu Ausnahmen noch im Geltungsbereich des EEG 2017 Yilmaz/Nill/Schäfer-Stradowsky, Regulatorischer Rahmen für die Sektorenkopplung in den vom Strukturwandel betroffenen Tagebauregionen, 2018, S. 19 ff.

127 Power to X Allianz, Ein Markteinführungsprogramm für Power to X-Technologien, 2019; Valentin/von Bredow, Rechtsgutachten zum ordnungs- und energierechtlichen Rahmen eines Markteinführungsprogramms für Power-to-X-Technologien, 2017, S. 9.

128 Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 der Kommission vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-Minimis-Beihilfen.

129 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, Amtsblatt der Europäischen Union vom 26. Juni 2014.

zurzeit noch wenig Überschussstrom¹³⁰. Dieser wird aber mit fortlaufendem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmen¹³¹. Vorausschauend und auch in Bezug auf den bereits heute anfallenden Überschussstrom sollte daher die Regelung zum Einspeisemanagement im EEG überarbeitet werden.

Gemäß § 11 Abs. 1 EEG 2021 sind Netzbetreiber zur vorrangigen und dauerhaften Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien verpflichtet. Allerdings gilt § 11 Abs. 1 EEG 2021 nicht, wenn die Voraussetzungen des § 14 Abs. 1 EEG 2021 erfüllt sind. § 14 EEG 2021 regelt das Einspeisemanagement. Danach können Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien heruntergefahren werden, wenn es im Stromnetz zu Netzengpässen kommt, wenn also die Netzkapazität erschöpft ist¹³². § 15 EEG 2021 sieht in diesen Fällen eine Entschädigung für den Betreiber der Erneuerbaren-Energien-Anlage vor. Im Jahr 2019 wurden so knapp 2,8% der Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt, ihre Leistung also so weit gedrosselt, dass sie weniger erneuerbaren Strom erzeugten, als sie eigentlich hätten erzeugen können. Knapp 1% der gesamten Stromerzeugung bzw. über 6 Millionen Kilowattstunden Strom aus Erneuerbaren Energien gingen durch diese Maßnahme zur Netzstabilisierung verloren¹³³. Im Herbst 2021 werden die Regelungen zum Einspeisemanagement im EEG indes abgeschafft und in das sogenannte Redispatch 2.0 in §§ 13 ff. EnWG integriert.

Sinnvoll wäre es, in § 14 EEG bzw. in die entsprechenden Folgeregelungen im EnWG eine Regelung aufzunehmen, die explizit klarstellt, dass die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht zwingend bedeuten muss, dass die Stromerzeugung der Anlage reduziert wird¹³⁴. Schließlich kommt es auf die Entlastung des Netzes am Netzanknüpfungspunkt an. Diese kann aber z. B. auch erreicht werden, indem eine vor dem Netz installierte P2X-Anlage beim Anfall von Überschussstrom hochgefahren wird, die diesen Strom im Sinne der Sektorkopplung verwertet (sog. „Nutzen statt Abregeln“)¹³⁵.

e) Exkurs zum Planungsrecht: Bundesweite Zusammenarbeit

Die Sektorkopplung – und damit der Ausbau von P2X-Anlagen (an dieser Stelle auch) als Speicher- und Flexibilitäts-option sowie als Option zur Bereitstellung strombasierter Stoffe – ist eine umfassende Aufgabe, die nicht durch das kleinteilige Vorgehen Einzelner gelöst werden kann. Dies schon aus ganz praktischen Gründen: EE-Strom wird nicht immer dort erzeugt, wo er auch gebraucht wird. So sind die norddeutschen Bundesländer führend in der Erzeugung von Windstrom, während Solarstrom vorwiegend in den südlichen Bundesländern produziert wird. Der effiziente Einsatz von P2X-Technologien ist mithin auch von einer ausgefeilten Bedarfsplanung abhängig, da Überschussstrom insbesondere zu bestimmten Zeiten an bestimmten Orten anfällt und etwa der Transport von synthetischem Wasserstoff weitere Energieverluste erzeugt¹³⁶. Die deutsche Energiewende zeichnet sich aus durch ein teils sehr kleinteiliges Vorgehen und zahlreiche Einzelmaßnahmen. Um die Aufgabe der Umstellung auf null fossile Brennstoffe in-

130 Bundesnetzagentur, Quartalsbericht, S. 3.

131 Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (188 f.).

132 Baumann/Gabler/Günther, EEG, § 14 Rn. 18; Schellberg in: Greb/Boewe (Hrsg.), BeckOK EEG, 11. Ed, § 14 Rn. 12.

133 Bundesnetzagentur, Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019, S. 3.

134 Vollprecht/Warg, IR 2019, 101 (103); anlässlich der EEG-Reform 2017 ausführlich und konkret zu Power-to-Heat Altrock/Thomas/Vollprecht, Power to Heat – Kostenbelastungen, Regelenergie und Überschussstrom, EnWZ 2016, 106 ff.

135 Vgl. hierzu in Bezug auf Speicher Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579 (580); in Bezug auf dezentrale Power-to-Heat-Anlagen Lange/Kaltschmitt, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 131 ff.

136 Heinemann/Kasten u. a., Bedeutung, S. 21.

nerhalb der kurzen verbleibenden Zeit zu bewerkstelligen, in der eine Einhaltung des Klimaschutzziels aus Art. 2 Abs. 1 PA noch möglich ist, ist hingegen ein Zusammenwirken des Bundes, der Länder und der Kommunen als beteiligte Akteure unumgänglich. Maßnahmen müssen zwingend aufeinander abgestimmt werden, um wirtschaftlich wenig sinnvolle Alleingänge zu verhindern und ein möglichst effizientes Zusammenspiel zwischen Netzen, EE-Anlagen und P2X-Anlagen gemessen am vorhandenen Bedarf zu ermöglichen¹³⁷. Alleingänge sollten auch im noch kleineren Maßstab verhindert werden. So ist es z. B. hinsichtlich der Wärmewende wenig sinnvoll, wenn Eigentümer jeweils ihrem eigenen Fahrplan folgen. Stattdessen sollten Kommunen Wärmenutzungspläne für ihre Quartiere aufstellen, welche berücksichtigen, wo Wärme etwa leitungsgebunden transportiert werden kann und wo nicht. Eine Verpflichtung der Länder und darüber der Kommunen zur Aufstellung solcher Pläne wäre über das Baugesetzbuch möglich¹³⁸.

Auch wenn dies im vorliegenden Beitrag nicht umfassend dargestellt werden kann, sei zuletzt noch darauf hingewiesen, dass sich im allgemeinen Planungs-, Bau- und Genehmigungsrecht im Zusammenhang mit PtX-Anlagen zahlreiche bislang nicht abschließend aufgelöste Fragen stellen, die ebenfalls häufig eine große Herausforderung für die Realisierung solcher Projekte sein können. Insbesondere stellt es dabei eine Schwierigkeit dar, dass diese relativ neuen Anlagentypen teilweise noch nicht vom geltenden Rechtsrahmen hinreichend adressiert werden, wodurch sich in der Übertragung der bestehenden Normen zahlreiche Auslegungsschwierigkeiten ergeben. Auch hier besteht Anpassungs- und Vereinheitlichungsbedarf.

D. Fazit und Ausblick

P2X-Technologien im engeren Sinne können somit einen wertvollen Beitrag zu einem effektiven Klimaschutz im Lichte des Art. 2 Abs. 1 PA leisten. Um eine vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren zu erreichen, wird der Einsatz von strombasierten Energieträgern auf Dauer unausweichlich sein, er muss jedoch auf das zwingend nötige Maß begrenzt werden. Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen, insbesondere der Rückgriff auf die direkte Elektrifizierung, sind der Verwendung strombasierter Energieträger vorzuziehen. Denn letztere sind aufwendig in der Erzeugung und gehen mit hohen Umwandlungsverlusten einher, weshalb der Einsatz von großen (und momentan nicht in ausreichendem Maße vorhandenen) Mengen an EE-Strom erforderlich würde. Daher können P2X-Technologien im engeren Sinne nur als Nischenanwendung zum Einsatz kommen, wenn keine anderen Strategien zur Verfügung stehen. Da dennoch nicht vollkommen auf einen Einsatz von P2X verzichtet werden kann, muss der Weg für einen in den einschlägigen Bereichen großindustriellen Einsatz von P2X-Anlagen geebnet werden. Aktuell stehen diesem auf rechtlicher Ebene einige Hindernisse im Weg. Eine durchgreifende Lösung verspricht eine Einbindung aller Treibhausgasemissionen unter dem Dach eines EU-weiten und sukzessive transnationalen oder gar globalen ETS, ergänzt durch einzelne

137 Vgl. hierzu: Czada/Radtke in: Radtke/Kersting (Hrsg.), *Energiewende*, 2018, S. 63.

138 Ausführlich hierzu Rath/Ekardt, *ZNER* 2021, 12 ff.; Purper/Neumann, *BUNDposition – Konzept für eine zukunftsfähige Energieversorgung*, 2017, S. 25 f.; vgl. zur Verpflichtung zur Aufstellung Ekardt/Neumann/Wieding u. a., *BUNDhintergrund*, S. 42; Pehnt/Nast, *Wärmewende 2017 – Impulse für eine klimafreundliche Wärmeversorgung*, 2016, S. 13; in eine ähnliche Richtung gehend Däuper, *Die Wärmewende findet auf lokaler Ebene statt oder gar nicht*, *EnWZ* 2019, 97 (98); Kahl/Schmidtchen, *Kommunaler Klimaschutz durch Erneuerbare Energien*, 2013, S. 357 ff. mit einem konkreten Vorschlag für eine gesetzliche Regelung (noch) im *EEWärmeG*.

weitere Regelungen (zu denen ohne einen verbesserten ETS weitere Regelungen hinzutreten), die der Skalierung der P2X-Technologien für einen breiten Einsatz den Weg ebnen und dabei P2X insbesondere auch als Umwandlungstechnologie für die Bereitstellung strombasierter Stoffe, für die keine andere Alternative zur Verfügung steht, in den Blick nehmen.