

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

Power-to-X und Wasserstoff: Perspektiven, Governance und das neue EU-Energierrecht

This article deals with the opportunities and obstacles of power-to-x technology for the generation of electricity-based energy carriers from renewable energies (with special consideration of green hydrogen). After a scientific-economic grounding, it is analysed which impulses for this technology are currently emanating from EU energy law (in emissions trading, marginal cost compensation, renewable energies, taxonomy, etc.) and in the course of foreseeable legal changes. In the process, own regulatory proposals will also be addressed. The article concludes with an EU foreign trade perspective on global hydrogen prospects, opportunities and limits.

I. 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 weniger, will man das Ziel halbwegs sicher erreichen.¹ Der russische Angriffskrieg und seine Weiterungen unterstreichen aktuell eher noch stärker, wie dringend – nicht nur für den Klimaschutz, sondern auch für Freiheit und Sicherheit – zeitnahe Postfossilität ist. Wenn dieses Ziel tatsächlich angestrebt wird (was mit den 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 Forstmanagement.² Aktuell sind im Kern Effizienz- und Konsistenz-Ansätze zur Verminderung des Ausstoßes von Treibhausgasen in Politik und Wissenschaft in der Diskussion.³ Zusätzliche Optionen reichen vom Einsatz neu-

er Kompensationsansätze wie der CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage)⁴, bei welcher Kohlendioxid (CO₂) aus der Atmosphäre abgeschieden und in unterirdischen 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/ P2X bzw. PtX). 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 insbesondere der Industriesektor (Kunststoff-, Zement-, Agrar- sowie Stahlproduktion) sowie Teile des Wärme- und Mobilitätssektor noch immer große Probleme.⁵

Gerade aufgrund des besagten Stromfokus der Energiewende rückt neuerdings die Sektorenkopplung immer stärker in den Fokus. Dabei handelt es sich um die Verbindung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr sowie des nicht-energetischen Verbrauchs – bisher – fossiler Rohstoffe (vor allem in der chemischen Grundstoffproduktion) über Ener-

* Die Erstautorin promoviert an der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik, ebenso wie die Zweitautorin, beim Drittautor. Parallel arbeitet die Erstautorin für die cruh21, ein aus der AquaVentus Initiative hervorgegangenes Beratungsunternehmen, das sich im Bereich Offshore Wind und grüner Wasserstoff in diversen Bereichen engagiert. 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 – Transformation, Governance, Ethics, Law, 2020, Ch. 1.3; *Ekardt*, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcen-

knappheit und Welthandel, 4. Aufl. = 3. Aufl. der Neuausgabe, 2021, § 1 B.III.; *Ekardt/Jacobs/Stubenrauch/Garske*, Peatland Governance: The Problem of Depicting in Sustainability Governance, Regulatory Law, and Economic Instruments, *Land* 2020, 83; *Stubenrauch/Garske/Ekardt/Hagemann*, European Forest Governance, *Sustainability* 2022, 4365.

3 Die wichtigsten Treibhausgase sind CO₂, CH₄ (Methan), N₂O (Distickstoffmonoxid, 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.

giespeicher und –wandler.⁶ 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 gegebenenfalls 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 Energien,⁸ 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. Der vorliegende Artikel analysiert Potenziale von P2X – unter besonderer Berücksichtigung von Wasserstoff als mögliches P2X-Produkt – zur Erreichung der Klimaschutzziele aus Art. 2 Abs. 1 PA und deren Adressierung in der aktuellen EU-Energierechtsentwicklung, ausgehend von einer kritischen Literaturliteraturanalyse des technischen Standes von P2X. Dabei werden auch optimierende Regelungsoptionen entwickelt und globale Perspektiven zum Thema Wasserstoff aufgegriffen.

II. Naturwissenschaftliche und ökonomische Aspekte von P2X

P2X im engeren Sinne (wie gesehen Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chemicals) bietet insbesondere die Möglichkeit zur Erzeugung von Energieträgern für die Wär-

meerversorgung, die Mobilität sowie etwa 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 Mangel etwa an Wind und Sonne wieder in Strom umgewandelt werden kann (Rückverstromung).¹⁰ 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.¹¹ Power-to-Chemicals betrifft schließlich den Sektor der industriellen Grundstoffproduktion, etwa zur Herstellung von Kunststoffen als Ausgangsstoff für Utensilien des täglichen Bedarfs,¹² aber auch von Düngemitteln und somit für den Agrarsektor.

Die Erzeugung der verschiedenen strombasierten¹³ Energieträger erfolgt in komplexen Prozessen mit verschiedenen Verfahrensstufen.¹⁴ Zur Erreichung der Pariser Klimaziele ist dabei mittelfristig die vollständige Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien notwendig, da die 1,5-Grad-Grenze zeitnah null fossile Brennstoffe impliziert und da aufgrund der hohen Energieverluste bei der Produktion von Energieträgern über P2X mit Strom aus fossiler Herkunft sogar ein höherer Ausstoß von THG die Folge sein kann als bei der Verwendung herkömmlicher Energieträger.¹⁵ Energieträger aus Power-to-X-Technologien erreichen aktuell einen Wirkungsgrad von bis zu 80 % (etwa bei Me-

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/Pfluger*, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018 – Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen, S. 13 f.; *Löschl/Erdmann/Steiß/Ziesing*, Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017, 2019, S. 63; ausführlich zu den verschiedenen Sektoren *Staiger/Tanțău*, Geschäftsmodellkonzepte mit Grünem Wasserstoff, 2020, S. 2 ff.

8 *Halbig*, Der neue europarechtliche Rahmen für Speicher, EnWZ 2020, 3; *Brauner*, Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung, 2019, S. 225; *Sterner/Altrock*, Technologien und Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Sektorenkopplung, ZNER 2017, 235 (238).

9 Vgl. *Sterner/Altrock*, Technologien und Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Sektorenkopplung, 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*, Wasserstoff und Brennstoffzelle, 2. Aufl. 2017, S. 329.

10 *Lietz*, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, 2017, S. 53; *Heinemann/Kasten u.a.*, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 15; zu den Wirkungsgraden bei Rückverstromung *Brauner*, Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung, 2019, S. 226.

11 Näher hierzu *Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt*, Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse,

Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (176); *Leckel*, Diesel Production from Fischer-Tropsch: The Past, the Present, and New Concepts, Energy Fuels 2009, 2342 ff.

12 *Lietz*, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, 2017, 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*, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018 – Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen, S. 16 ff. Hierauf wird im Folgenden nicht näher eingegangen.

14 Ausführlich zu den technischen Grundlagen *Rath/Ekardt/Gätsch*, Power-to-X: Perspektiven, Governance, Rechtsfragen, ZNER 2021, 246 ff.

15 Vgl. *Appl-Scorza/Lippelt/Littlejohn*, Kurz zum Klima: Herausforderungen der Elektrifizierung von Schwer- und Langstreckenverkehr, ifoschnelldienst 2018, 68; *Wietschel u.a.*, Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung – Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen, 2019; *Drünert/Neuling/Timmerberg/Kaltschmitt*, Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (174); *Kasten/Heinemann u.a.*, Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX, 2019, 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*, Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2019, 173 (175).

thansierung¹⁶), der üblicherweise mit der Zahl weiterer Verarbeitungsschritte aber immer mehr sinkt und somit bei zahlreichen Energieträgern deutlich darunter liegt.¹⁷ Da einige der Technologien noch jung und teils nicht abschließend erprobt bzw. optimiert sind, wird indes ein Potenzial zur Erhöhung dieser Wirkungsgrade unter Beachtung der Notwendigkeit flexibler Betriebsformen angenommen.¹⁸

Unter anderem aufgrund der hohen Umwandlungsverluste im Rahmen der verschiedenen Verfahrensschritte erfordern P2X-Technologien den Einsatz großer Mengen EE-Strom als Ausgangsstoff zur Herstellung der verschiedenen strombasierten Produkte.¹⁹ Die notwendigen Mengen an regenerativ erzeugtem Strom stehen aber aktuell nicht in jeder Region der Welt in ausreichendem Maße zur Verfügung. Gerade für weniger sonnige bzw. windige Regionen wird daher auch eine Erhöhung der Ausbaupazität die enormen Mengen an P2X-Substanzen langfristig nicht decken können. Eine Studie sieht beispielsweise in Deutschland bis 2050 einen Bedarf an Wasserstoff und sonstigen aus erneuerbarem Strom erzeugten Brennstoffen in Höhe von 391 TWh vor, wobei davon 307 TWh importiert werden sollen²⁰ (auch wenn solche Zahlen ohne ausführliche Diskussion der sehr zahlreichen dabei eingestellten Annahmen nur einen begrenzten Wert haben). Auf europäischer Ebene be-

müht man sich um den Aufbau entsprechender Handelsbeziehungen, die von mehreren Studien als machbar, gleichzeitig aber auch als zeit- und kapitalintensiv erachtet werden.²¹ Unabhängig davon, was an EE-Strom innerhalb der EU erzeugt werden kann und was – ggf. als Folgeprodukt wie Wasserstoff – künftig vielleicht importiert werden wird, müsste Strom in jedem Fall effizient eingesetzt werden, also primär im Wege direkter Elektrifizierung²² – und nur dort, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist, weiter verarbeitet werden.

Neben der Frage der Herkunft des für die Produktion von P2X-Substanzen benötigten EE-Stroms muss weiter geklärt werden, wie die Verwendung entsprechender Produkte in Zukunft betriebswirtschaftlich machbar für die Anbieter gestaltet werden kann. Im Detail besteht große Unsicherheit über die Kosten und Mehrinvestitionen, zu denen der Einsatz von strombasierten Energieträgern führen kann.²³ Klar ist jedoch, dass strombasierte Energieträger ohne eine entsprechende Regulierung mittelfristig oft – nicht immer – teurer sein könnten als ihre fossilen Entsprechungen.²⁴ Dass die Energiepolitik darauf abzielt, die fossilen Energien zu verteuern und die EE nach vorn zu bringen, wirkt deshalb zugleich dahin, dass P2X, soweit es zum Einsatz kommt, in die richtige Richtung gelenkt wird.

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

17 Beispielhaft sei hier der PKW mit verschiedenen Antriebskonzepten angeführt: Das batteriebetriebene Elektroauto erreicht einen Wirkungsgrad von 69 %, das Brennstoffzellenauto durch die Wasserstoffherzeugung 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.

18 Zusammenfassend *Heinemann/Kasten u.a.*, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 24 ff. (Mittelwert); jeweils im Einzelnen mit teils abweichenden Zahlen *Deutsch/Maier*, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018; *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 und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, 2018; *Schmidt/Weindorf/Roth u.a.*, Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review, 2017; *Wietschel u.a.*, Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, 2017; *Estermann/Pichlmaier/Guminski*, Kurzstudie Power-to-X, 2017; *Fasihi/Breyer*, Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants, 2017; *Brauner*, Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung, 2019, S. 234, 240.

19 Vgl. *Heinemann/Kasten u.a.*, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 28; *Sterner/Altrock*, Technologien und Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Sektorenkopplung, ZNER 2017, 235 (238).

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

21 Einige Studien haben sich beispielsweise auch mit den Herstellungskosten von importierten synthetischen Brenn- und Kraftstoffen auf der Basis von erneuerbarer Stromerzeugung auseinandergesetzt, vgl. *Deutsch/Maier/Perner/Unteutsch/Lövenich*, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018; *Pfennig/Gerhardt/Pape/Böttger*, Mittel- und langfristige Potenziale von PTL- und H2-Importen aus internationalen Vorzugsregionen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: Klimawirksamkeit Elektromobilität – Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Teilbericht, 2017; *Timmerberg/Kaltschmitt*, Applied Energy 2019, 798 ff.

22 *Estermann/Pichlmaier/Guminski u.a.*, Kurzstudie Power-to-X, 2017, S. 7; *Wietschel u.a.*, Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, 2017, S. 5; 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).

23 *Heinemann/Kasten u.a.*, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 66; *Deutsch/Maier*, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018, S. 23; vgl. auch *Hobohm u.a.*, Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, 2018, S. 78; konkret zu grünem Wasserstoff und seinen ökonomischen und ökologischen Potenzialen anhand von Fallstudien *Staiger/Tanžau*, Geschäftsmodellkonzepte mit grünem Wasserstoff, 2020, S. 71 ff.; zu den ökonomischen Aspekten im Allgemeinen auch *Rath/Ekardt/Gätsch*, Power-to-X: Perspektiven, Governance, Rechtsfragen, ZNER 2021, 248 ff.

24 *Deutsch/Maier*, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018, S. 10, 21, 81 ff.; *Schmidt/Weindorf/Roth*, Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review, 2017, S. 26; *Heinemann/Kasten u.a.*, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 66; *Ausfelder/Dura* in: *Ausfelder/Dura*, Optionen, S. 160.

III. Governance- und Rechtsfragen von P2X im EU-Energierecht

Im Folgenden soll die P2X-Governance²⁵ auf EU-Ebene analysiert und auf ihre Klimaschutzwirksamkeit hin überprüft werden. Darüber hinaus sollen Perspektiven einer Wasserstoffaußenpolitik beleuchtet werden. Als erstes Land der Welt legte Japan Ende 2017 eine nationale Wasserstoffstrategie vor,²⁶ weitere Länder folgten daraufhin. Auch wenn die Strategien in mehrerlei Hinsicht (etwa bezüglich der Produktionsverfahren) auseinandergehen, besteht jedenfalls innerhalb der EU Einigkeit, dass langfristig – bzw. eigentlich eher kurz- und mittelfristig – der Fokus auf regenerativ basierendem Wasserstoff liegen soll.²⁷ Im Juli 2020 legte die Europäische Union erstmals ihre Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa vor.²⁸ Vor expliziten P2X-Regularien werden nachstehend zunächst die in Entwicklung befindlichen EU-Rechtsaspekte beleuchtet, die die Postfossilität einleiten, ohne die auch P2X nicht in die richtige Richtung gehen kann.

1. Fossiles Phasing-Out durch Mengensteuerung und Anreize für den Einsatz grüner Technologien mit P2X-Bezug

Bislang erfolgt die P2X-Governance nur am Rande durch einzelne Verordnungen und Richtlinien. Dazu zählen die Gasbinnenmarkt-Richtlinie, die Gasfernleitungsverordnung, die Verordnung über transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E-VO), die Emissionshandels-Richtlinie (ETS-RL), die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED oder EE-RL), die Energiesteuer-Richtlinie, die Gebäudeeffizienz-Richtlinie sowie die Richtlinie über den Aufbau der Infrastrukturen für alternative Kraftstoffe. Zur Erreichung der im European Green Deal rechtsverbindlich vereinbarten Treibhausgasneutralität bis 2050²⁹ hat die EU-Kommission am 14.7.2021

unter dem Namen „Fit for 55“³⁰ eine Reihe von Gesetzesvorschlägen präsentiert, die u.a. diese Rechtsakte teilweise weiterentwickeln. Ein weiterer Vorstoß erfolgte am 15.12.2021 mit Vorschlägen zur Gestaltung des Erdgas- und Wasserstoffmarktes³¹ bzw. am 31.12.2021 mit einem Vorschlag zur EU-Taxonomie³². Neben einer punktuellen Anreizsteuerung für den Einsatz grünstrombasierter Energieträger in den einschlägigen Bereichen durch Quotenbestimmungen³³ bildet die fossile Mengensteuerung dabei das Herzstück.

Cap-and-Trade-Systeme als Mengensteuerungs-Instrumente weisen für die wirksame Erreichung von Nachhaltigkeitszielen besondere Vorteile auf, die andernorts wiederholt dargelegt wurden:³⁴ Setzen sie ambitionierte Caps, adressieren sie leicht fassbare Steuerungsfaktoren (wie fossile Brennstoffe) auf einer sektoral und geografisch breiten Basis, können sie Steuerungsprobleme wie Vollzugs-, Rebound-, Verlagerungs- und Abbildbarkeitsprobleme am besten von allen Steuerungsinstrumenten vermeiden. Ferner können sie umfassend die Motivationslage der Normadressaten aufgreifen (keinesfalls nur deren monetären Eigennutzen, sondern z.B. auch Normalitätstvorstellungen und Emotionen). Werden als Steuerungseinheit des Cap and Trade zentrale Treiber diverser Umweltprobleme (Klimawandel, Biodiversitätsverlust, gestörte Nährstoffkreisläufe, umweltmediale Belastungen) wie fossile Brennstoffe, tierische Produkte oder Pestizide gewählt, kann es so zu einer integrierten Lösung der meisten Umweltprobleme kommen. Dabei werden als Strategien sowohl mehr Konsistenz als auch mehr Ressourceneffizienz und mehr Suffizienz angereizt; es ist eine (wiewohl auch vom IPCC zu hörende) Mär ohne Begründung, dass die mit dem Stichwort Suffizienz verbundenen Verhaltensänderungen allein durch „verbraucherseitige“ Maßnahmen möglich wären. Ein solcher Gesamtansatz würde in einzelnen Hinsichten immer noch Ergänzungen etwa durch Subventions-, Ordnungs- und Planungsrecht benötigen, er kann als Gesamtansatz zur Lösung moderner

25 P2X im hier verwendeten Sinne meint auf Basis erneuerbarer Energien hergestellte synthetische Kraftstoffe unter besonderer Berücksichtigung grünen Wasserstoffs (siehe auch Kap. B.).

26 https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf (zuletzt abgerufen am 23.1.2022).

27 Vgl. zur Schlüsselrolle des Wasserstoffs im Rahmen des europäischen Green Deals, Europäische Kommission, Green Deal: Kommission legt Strategien für das Energiesystem der Zukunft und sauberen Wasserstoff vor, 2020.

28 Demnach sollen bis 2030 40 GW Elektrolyse-Leistung installiert sein. Bis 2050 sollen dann alle schwer zu dekarbonisierenden Bereiche mit sauberem Wasserstoff abgedeckt sein, vgl. https://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/cep.eu/Studien/cepAnalyse_EU-Wasserstoffstrategie/cepAnalyse_EU-Wasserstoffstrategie_final.pdf (zuletzt abgerufen am 23.1.2022).

29 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN> (zuletzt abgerufen am 14.3.2022).

30 Der Name bezieht sich auf das Zwischenziel einer Treibhausgasreduktion bis 2030 um 55 % gegenüber dem Basisjahr 1990.

31 European Commission, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, 15.12.2021.

32 Delegierte VO (EU) 2021/2139-E.

33 Mit der ReFuelEU Aviation Initiative und der Fuel Maritime Initiative soll die Verwendung erneuerbarer Kraftstoffe im Flug- und Seeverkehr unterstützt werden. Beispielsweise sollen Kerosinhersteller verpflichtet werden, ihrem Flugzeugbenzin bis 2030 mindestens 2 % klimafreundliche Kraftstoffe beizumischen, bis 2050 sollen es dann 65 % sein. Mit einer noch neu zu erlassenden Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe soll eine europaweite Betankungsinfrastruktur für erneuerbare Kraftstoffe aufgebaut werden.

34 Ausführlich zum Folgenden *Ekardt, Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law, 2020, Ch. 4.5-4.8; Weishaupt/Ekardt/Garske/Stubenrauch/Wieding, Land Use, Livestock, Quantity Governance, and Economic Instruments, Sustainability 2020, 2053; Garske/Ekardt, Economic policy instruments for sustainable phosphorus management: taking into account climate and biodiversity targets, Environmental Sciences Europa 2021, 56; zuletzt dazu Rath/Ekardt, EU-Emissionshandels-Reform, Wärmewende, EU-Sozialrecht und die digitale Transformation, ZNER 2022, i.E.*

Umweltprobleme (die Mengenprobleme sind) jedoch nicht durch jene anderen Instrumente ersetzt werden, die Steuerungs- und Motivationsprobleme nicht vergleichbar adressieren können – und die zudem weniger kompatibel mit Grundprinzipien liberaler Demokratien sind. Zu alledem hinzu tritt der mitunter einseitig hervorgehobene Punkt, dass die Kosteneffizienz von Cap and Trade gegenüber jenen anderen Instrumenten überlegen sein kann.

Bislang findet der EU-ETS³⁵ lediglich auf Anlagen bestimmter Sektoren Anwendung: Darunter fallen Kraftwerke und industrielle Fertigungsanlagen; seit 2012 ist darüber hinaus auch der innereuropäische Luftverkehr einbezogen.³⁶ Aufgrund der beschränkten Anwendbarkeit deckt der ETS bis dato weniger als die Hälfte der europäischen THG-Emissionen ab,³⁷ seine Klimaschutzwirksamkeit ist daher und aufgrund eines wenig anspruchsvollen Caps sowie aufgrund von Schlupflöchern beschränkt. Im Rahmen von „Fit for 55“ hat die Kommission einen Änderungsentwurf für die ETS-Richtlinie 2003/87/EG vorgelegt,³⁸ der – neben einer Verschärfung des bestehenden ETS I – auch die Einführung eines separaten ETS II für die Sektoren Gebäude und Straßenverkehr vorsieht. Außerdem soll sich für den bisherigen ETS I die Anzahl der auf dem Markt verfügbaren Zertifikate bis 2030 um 61 % (statt wie bislang 43 %) gegenüber dem Vergleichsjahr 2005 reduzieren.³⁹ Auch ist eine Ausweitung des bereits bestehenden Systems auf den internationalen Schiffsverkehr vorgesehen.⁴⁰ Die Einführung des neuen ETS II ist für das Jahr 2026 angedacht und soll – anders als der ETS I – als Upstream-ETS ausgestaltet werden, der auf der ersten Handelsebene ansetzt und bei welchem die Inverkehrbringer der Primärenergieträger als Adressaten des Systems in die Pflicht genommen werden.⁴¹ Wie beim bisherigen EU-ETS soll es ein Cap geben, das mit der Zeit verschärft wird.⁴² Über dieses Cap soll eine Emis-

sionsminderung von 43 % im Vergleich zum Jahr 2005 in den Sektoren Gebäude und Verkehr bis zum Jahr 2030 erreicht werden.⁴³ Anders als im aktuellen EU-ETS ist ein Grandfathering – also die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten – im neuen ETS nicht vorgesehen. Auch im Luftverkehrssektor soll die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten beendet werden.⁴⁴ Ökologisch hat eine Vollversteigerung sämtlicher Zertifikate⁴⁵ indes eine eher geringe Bedeutung, da diese an der Menge verfügbarer Zertifikate und damit am Klimaziel für sich genommen nichts ändert. Jedoch wird so eine ökonomisch effiziente Verteilung und somit Klimaschutz zu geringstmöglichen Kosten gefördert, und es wird (dazu im nächsten Abschnitt) die Gleichbehandlung mit außereuropäischen Produzenten erleichtert.

Optimierungen im ETS könnten sich nicht nur generell positiv auf den Klimaschutz auswirken, sondern sind auch ganz konkret für den Markthochlauf von grünstrombasierten Technologien (wie P2X) entscheidend. So werden P2X-Systeme heute noch vorwiegend mit fossilem Strom betrieben, da dieser gegenüber regenerativ erzeugtem Strom deutlich günstiger ist.⁴⁶ Über entsprechende Änderungen im ETS kann es gelingen, dieses Phänomen umzukehren. Allerdings werden die von der Kommission vorgelegten Cap-Bestimmungen auch im reformierten System den Anforderungen an eine effektive Klimaschutzpolitik nicht gerecht. Der sechste Sachstandsbericht des IPCC indiziert, dass die 1,5-Grad-Grenze der globalen Erwärmung bereits Anfang der 2030er-Jahre überschritten werden dürfte.⁴⁷ Dies unterstreicht erneut die Notwendigkeit der Setzung eines ehrgeizigen Caps durch die Kommission.⁴⁸ Um die 1,5-Grad-Grenze einzuhalten, wäre ein auch gegenüber der jetzigen Novelle noch schärferes, eine Streichung von Altzertifikaten, eine Einbeziehung der Tierhaltung sowie eine Schließung von Schlupflöchern geboten.⁴⁹ Der bestehende ETS dage-

35 Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, L 275/32 vom 25.10.2013, zuletzt geändert durch Richtlinie 2018/410/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018, L 76/3 vom 19.3.2018.

36 *Ekardt/Wieding/Garske/Stubentrauch*, Agriculture-related climate policies – law and governance issues on European and global level, CCLR 2018, 316 ff.

37 Vom Cap-and-Trade-System erfasst sind insgesamt etwa 11.000 Anlagen, die für ca. 40 % der EU-weiten THG-Emissionen verantwortlich sind, https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 27.3.2021).

38 KOM (2021) 551 final vom 14.7.2021; zwischenzeitlich hat darauf das Europäische Parlament reagiert, vgl. European Parliament, 2021/0211(COD) vom 24.1.2022.

39 KOM (2021) 550 final vom 14.7.2021, S. 4.

40 KOM (2021) 550 final vom 14.7.2021, S. 8.

41 KOM (2021) 551 final vom 14.7.2021, S. 23.

42 KOM (2021) 550 final vom 14.7.2021, S. 9.

43 KOM (2021) 551 final vom 14.7.2021, S. 23.

44 Ebd.

45 WWF, Social Climate Fund – The Potential to Deliver More, 2021, S. 7; *de Jong*, A Fair EU ETS Revision, 2017; *Ruggiero*, A New Hope – Recommendations for the EU Emissions Trading System Review, 2021, S. 7; WWF, Fit for 2030: Optimising EU ETS Revenues for People and Climate, Brüssel 2021, S. 7 ff.; *Pellerin-Carlin/Vangenechten/Lamy* u.a., No more free lunch – Ending free allowances in the EU ETS to the benefit of innovation, 2022.

46 <https://www.dw.com/en/power-to-x-the-secret-to-a-100-renewable-energy-system/a-51662014> (zuletzt abgerufen am 29.4.2022)

47 IPCC, Climate Change 2021 – The Physical Science Basis, 2021.

48 Vgl. zur Erreichung von Nullemissionen im ETS 1 erst im Jahr 2058 *Elkerbout/Zetterberg*, EU ETS Reform Needs in the Light of National Politics, 2020, S. 18; zur mangelnden Strenge des ETS 1 *Gibbis/Weiß/Kühleis*, Kompatibilität des Europäischen Emissionshandels mit interagierenden energie- und klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen, 2016, S. 14 ff.; *Zaklan* u.a., EU ETS cap must and can be reduced more quickly, 2020, S. 293 ff.; *Zaklan/Wachsmuth/Duschka*, Climate Policy 2021, 778 ff.; *Brink/Vollebergh*, ifo DICE report 2020, 23 (28).

49 *Ekardt*, Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law, 2020, Ch. 4.5-4.8; *Rath/Ekardt*, EU-Emissionshandels-Reform, Wärmewende, EU-Sozialrecht und die digitale Transformation, ZNER 2022, i.E.

gen, auch in seiner überarbeiteten Fassung, bewirkt keine ausreichenden Anreize.⁵⁰ Der Upstream-Ansatz im neuen ETS, also das Ansetzen auf der ersten Handelsebene, bietet demgegenüber Vorteile gegenüber dem bisherigen Downstream-ETS, da sich die Überwachung im Upstream-Ansatz lediglich auf einige wenige Unternehmen beschränkt, womit der bürokratische Aufwand und die Fehleranfälligkeit begrenzt sind.⁵¹

2. EU-Grenzkostenausgleich

Ergänzend nötig zur Mengensteuerung bei den fossilen Brennstoffen ist – gerade bei ambitionierten Caps – die Einführung eines Border (Tax) Adjustment (BTA) bzw. Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), da dieser Verlagerungseffekte in Drittstaaten und damit verbundene Wettbewerbsfähigkeits- und Akzeptanzprobleme vermeiden und das Klima als globales Problem adressieren würde. Verlagerungseffekte konnten bereits früh beobachtet werden⁵² und werden bislang über die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen an besonders energieintensive Branchen adressiert – eine Maßnahme, die Carbon Leakage zwar grundsätzlich verhindern könnte (zumindest teilweise),⁵³ die gleichzeitig aber kaum Anreize für klimafreundliche Investitionen setzt.⁵⁴ Auch mit dem angestrebten Markthochlauf von P2X-Produkten wie Wasserstoff ist die Freizuteilung nicht vereinbar. Überdies ist der bisherige Mechanismus nur begrenzt wirksam – andernfalls hätte es nicht seit 1990 eine verstärkte Verlagerung von Kon-

sumissionen nach außerhalb der EU gegeben mit dem Effekt, dass in der EU bei Saldierung aller Im- und Exporte die Emissionen pro Kopf nur geringfügig – und nicht deutlich, wie es statistisch aussieht – gefallen sind.⁵⁵ Deshalb hat die EU-Kommission nun in der Tat die Etablierung eines CBAM vorgeschlagen.

Im Juli 2020 stellte die Kommission vier unterschiedliche Ausgestaltungsmodelle vor, wobei man sich im Parlament im Anschluss an den Konsultationsprozess für die Version des „fiktiven“ EU-ETS für Importware aussprach. Demnach müssten Importeure Emissionszertifikate aus einem speziellen Pool erwerben, wobei sich der Preis pro Zertifikat an dem des EU-ETS orientieren würde. Die Einbindung von Importgütern in das System des EU-ETS⁵⁶ würde zu einer Kostenbelastung der eingeführten Waren entsprechend ihres jeweiligen CO₂-Gehalts führen. Dies könnte nicht nur den europäischen Binnenmarkt vor ausländischer Konkurrenz schützen, die mangels klimapolitischer Vorgaben in EU-Drittstaaten möglicherweise kostengünstiger produzieren und damit auch im EU-Inland verkaufen könnte.⁵⁷ Auch könnte ein solcher Ansatz die klimapolitischen Bemühungen in Ländern weiter anreizen⁵⁸ und im besten Fall sogar das Zustandekommen globaler Klimaclubs befördern – also den weltweiten bzw. viele Staaten über die EU-Ebene hinaus umfassenden Zusammenschluss von Staaten, die sich gemeinsam um den Aufbau klimafreundlicher Technologien bemühen.⁵⁹ Erzielte Einnahmen eines Systems könnten beispielsweise zur Finanzierung der benötigten sehr großen Finanztransfers für Mitigation, Adaptation und Loss & Damage im Globalen Süden eingesetzt werden, zumal dort Be-

50 Walz/Ragwitz, Erneuerbare Energien aus Sicht der Innovationsforschung, 2011, S. 17.

51 Nader/Reichert, Extend the EU ETS! Effective and Efficient GHG Emissions Reduction in the Road Transport Sector, 2015, S. 8 ff.; Eitze/Schebesta, Comparing Carbon Pricing Models, 2019, S. 3; Busch/Edenhofer/Engels u.a., Auf dem Weg zur Klimaneutralität: Umsetzung des European Green Deal und Reform der Klimapolitik in Deutschland, 2022, S. 61; Bosnjak, Ein Emissionshandelssystem der ersten Handelsstufe, 2015, S. 141; zu den Vor- und Nachteilen von Up- und Downstreammodellen Weinberg, Das europäische Emissionshandelssystem in der dritten Handelsperiode unter Berücksichtigung der Einbeziehung des Luftverkehrs, 2015, S. 113 ff.

52 Den erstmaligen Nachweis über Carbon-Leakage nach Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls 1997, das bei Klimaschutzverpflichtungen noch zwischen Industrie- und Schwellenländern unterschied, erbrachten Aichele/Felbermayr, „Kyoto and Carbon Leakage, An Empirical Analysis of the Carbon Content of Bilateral Trade“, in: Review of Economics and Statistics, 97 (1), 2015, S. 104–115. Mit dem Pariser Abkommen aus 2015 werden zwar nunmehr auch Schwellenländer in die Pflicht genommen; es handelt sich hierbei allerdings nur um relative Ziele, die weiterhin einen Anstieg der Emissionen erlauben, vgl. Dröge/Schrader, Zurück in die Zukunft? Die internationale Klimapolitik 2021. Neue Konstellationen für die europäische Klimadiplomatie, Stiftung Wissenschaft und Politik, 2021.

53 Dechezleprêtre/Sato, „The Impacts of Environmental Regulations on Competitiveness“, in: Review of Environmental Economics and Policy, 11 (2), 2017, 183–206.

54 SWP Berlin, Ein Grenzausgleich für den Green Deal der EU, 2021, S. 12.

55 Vgl. dazu m.w.N. Ekardt, Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law, 2020, Ch. 1.2 und 4.8.

56 Europäische Kommission, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Establishment of a Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), 2021.

57 Melitz, „When and How Should Infant Industries Be Protected?“, Journal of International Economics, 66 (1), 2005, 177–196. Insbesondere für die Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff besteht jedenfalls in der Anfangsphase ein großes Risiko von CO₂-intensiv hergestellten Stahlprodukten, die aufgrund ihrer kostengünstigeren Herstellung auf dem europäischen Markt weitaus preiswerter verkauft werden können, verdrängt zu werden.

58 Europäisches Parlament, „Carbon Levy on EU Imports Needed to Raise Global Climate Ambition“, Pressemitteilung, 5.2.2021; im Internet abrufbar unter: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20210201IPR96812/carbon-levy-on-eu-importsneeded-to-raise-global-climate-ambition> (zuletzt abgerufen am 17.2.2021).

59 Nordhaus, „Climate Clubs. Overcoming Freeriding in International Climate Policy“, in: American Economic Review, 105 (4), 2015, 1339–1370; Keohane u.a., „Toward a Club of Carbon Markets“, Climatic Change, 144 (1), 2015, 81–95; Barrett, „Rethinking Global Climate Change Governance“, in: Economics: The Open-Access, Open Assessment E-Journal, 3 (5), 2009, 1–12; Ekardt, Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law, 2020, Ch. 4.8.

fürchtungen über solche Steuerungsansätze durchaus erkennbar sind.⁶⁰

Kompetenzrechtliche Grundlage für den CBAM als Klimaschutzmaßnahme⁶¹ ist Art. 192 AEUV (Umweltkompetenz), wonach die EU im Rahmen des ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens umwelpolitische Maßnahmen mit einfacher Mehrheit beschließen kann. Indes stellt sich die Frage, ob es sich bei dem CBAM nach Art. 192 Abs. 2 Buchst. a) AEUV um eine Vorschrift „überwiegend steuerlicher Art“ handelt. In diesem Fall müsste der Rat den CBAM einstimmig beschließen, was aufgrund von Bedenken einiger Mitgliedstaaten eher unwahrscheinlich wäre. Gegen diese Einordnung spricht die bisherige Auffassung des EuGH, dass es sich beim EU-ETS nicht um eine Steuer handelt.⁶² Damit erscheint es überzeugend, dass auch der CBAM, als Spiegelbild des EU-ETS für Importware, im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren mit einfacher Mehrheit beschlossen werden könnte. Mit Blick auf den grenzüberschreitenden Charakter eines globalen Klimaschutzes, der Anstrengungen auf allen Ebenen notwendig macht und nicht von einzelnen Staaten allein gelöst werden kann, steht auch der Subsidiaritätsgrundsatz der Kompetenz nicht entgegen (Art. 5 Abs. 3 EUV, 192 AEUV).

Hinsichtlich der Verhältnismäßigkeit stellt sich die Frage der Wirkweise und Zweckmäßigkeit des CBAM als einer Maßnahme, die möglicherweise über das Notwendige hinaus geht und für die ggf. mildere Alternativen bestehen. Hier könnte eingewendet werden, dass die Einführung eines CBAM u.U. mit bürokratischen Hürden verbunden wäre, insbesondere dann, wenn das Importprodukt mehrere Wertschöpfungsstufen in verschiedenen Ländern durchläuft. Zum anderen wären möglicherweise Gegenreaktio-

nen betroffener Länder zu erwarten, z.B. Strafzölle, worin einige eine Gefahr für die exportorientierte Wirtschaft der EU sehen.⁶³ Allerdings darf auch nicht übersehen werden, dass die internationalen Klimaschutzverhandlungen seit Abschluss des Pariser Abkommens vor sechs Jahren kaum zu Erfolgen geführt haben. Im Gegenteil: Weltweit steigen die Emissionen noch immer an.⁶⁴ Der CBAM dagegen hat das Potenzial, bisher weniger ambitionierte Länder zu mehr Klimaschutz zu bewegen und führt gleichzeitig dazu, dass sich innerhalb der EU grüne Technologien, wie z.B. grüner Wasserstoff, entfalten können. Es ist auch kein milderes Mittel ersichtlich, mit dem Carbon Leakage Effekte gleich wirksam bekämpft werden könnten. Die Freizuteilung scheidet mangels Klimaschutzwirksamkeit als Alternativinstrument aus.

Die Vereinbarkeit eines CBAM mit dem WTO-Recht ist ein in der Literatur viel diskutiertes Thema⁶⁵, wobei bei entsprechender Ausgestaltung durchaus von einer Konformität ausgegangen wird. Zu beachten sind die Prinzipien des Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommens (GATT) – im Wesentlichen sind das: die Nichtdiskriminierung an der Grenze nach Art. I GATT (Meistbegünstigungsgrundsatz) sowie die Inländergleichbehandlung nach Art. III GATT.⁶⁶ Genau letztere wäre nach dem bisherigen Konzept der Kommission fraglich, denn das Konzept sieht eine – wenn auch vorübergehende – Überschneidung von Grenzabgaben und kostenloser Zertifikatzuteilung vor,⁶⁷ mit der eine Bevorzugung heimisch erzeugter Waren einherginge. Ein solches Vorgehen erhöht zudem das Risiko von Vergeltungsmaßnahmen der Handelspartner,⁶⁸ doch können Ungleichbehandlungen unter bestimmten Umständen gerechtfertigt sein, nämlich dann, wenn sie zur Erhaltung natürlicher Res-

60 China hat sich gegenüber Deutschland und Frankreich eindeutig ablehnend geäußert, <https://www.politico.eu/article/chinas-xi-seeks-macron-merkel-climate-change-co2-cop26-emissions/?msclkid=c378c99ec79411ec87f47f4aedb62bd> (zuletzt abgerufen am 14.3.2022); vgl. auch die gemeinsame Stellungnahme von Brasilien, Südafrika, Indien und China, <https://www.gov.za/nr/speeches/joint-statement-issued-conclusion-30th-basic-ministerial-meeting-climate-change-hosted/> (zuletzt abgerufen am 14.3.2022).

61 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3661 (zuletzt abgerufen am 14.3.2022).

62 Vgl. Die Schlussanträge der Generalanwältin Kokott, wie auch im Endeffekt das Urteil des EuGHs in der Rs. C-366/10, IATA, Urteil vom 21.12.2011.

63 <https://www.wsj.com/articles/europes-carbonborder-tax-plan-looms-over-global-trade-11623321116> (zuletzt abgerufen am 14.3.2022).

64 <https://www.br.de/klimawandel/co2-emissionen-steigende-kohlendioxid-100.html> (zuletzt abgerufen am 14.3.2022).

65 Mehling u. a., „What a European Carbon Border Tax Might Look Like“, CERP, 2019; im Internet abrufbar unter: <https://voxeu.org/article/what-european-carbon-border-tax-might-look?msclkid=b25a03c6c79511ecb345b9088709695f> (zuletzt abgerufen am 29.4.2022); Droege/Panezi, „How to Design Border Carbon Adjustments“, in: Michael Jakob, Handbook of Trade Policy and Climate Change, Oxford: Oxford University Press, 2017.

66 Ismer, Klimaschutz als Rechtsproblem: Steuerung durch Preisinstrumente vor dem Hintergrund einer parallelen Evolution von Klimaschutzregimes verschiedener Staaten, 2014; Mehling u. a., „Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action“, American Journal of International Law, 113 (3), 2019, 433–481; Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel, 4. Aufl. = 3. Aufl. der Neuausgabe, 2021, § 7 C.; Panezi, „The Climate-Change Tent and the Trade Cathedral: Assessing the Relationship between Environmental Regulations and WTO Law after the Paris Agreement“, in: Neil Craik u. a., Global Environmental Change and Innovation in International Law, Cambridge, 2018, S. 249–269.

67 Wie sich aus den Kommissionsvorschlägen ergibt soll der Grenzausgleich bereits 2023 eingeführt, die freie Zertifikatzuteilung aber noch bis 2026 aufrechterhalten werden, Europäische Kommission, Proposal for a regulation of the European Parliament and of the council establishing a carbon border adjustment mechanism, 2021/0214 (COD), 2021.

68 Vgl. hierzu die Einstufung des US-Handelsministeriums Kreier, Countervailing the EU's Emissions Trading Scheme, Part 2, International Economic Law and Policy Blog, 17.12.2020; Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel, 4. Aufl. = 3. Aufl. der Neuausgabe, 2021, § 7 C.; Becker et al., Grenzausgleichsinstrumente bei unilateralen Klimaschutzmaßnahmen, ZfU 2013, 339 ff.

sources erforderlich sind (Art. XX lit. g) GATT)⁶⁹. Mit dem CBAM werden, soweit auch innerhalb der EU die Emissionsrechte vollständig versteigert werden, vergleichbare Energiekosten für in- und ausländische Produzenten sichergestellt und der globale Klimaschutz vorangebracht. Das praktisch größere Problem stellt ein anderer, hier nicht zu vertiefender Faktor dar: Der Grenzkostenausgleich muss auf halbwegs verlässlichen Daten hinsichtlich der Energieintensität ausländischer Produktion beruhen. Nur so lassen sich ungerechtfertigte Diskriminierungen vermeiden.

3. RED II und III – Anforderungen an grünen Wasserstoff

Neben dem EU-ETS ist ein weiteres Instrument zur Förderung von P2X und erneuerbaren Energien im Allgemeinen die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED), für die im Rahmen von „Fit for 55“ erneut Reformen vorgeschlagen wurden. Richtlinienziel ist im Wesentlichen die Förderung der Nutzung von EE nicht biogenen Ursprungs, zu denen auch grüner Wasserstoff zählt. Demnach soll der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix bis 2030 von bislang 32 % auf 40 % erhöht werden.⁷⁰ Die erhöhte Quote dürfte gemeinsam mit einem verschärften ETS den Einsatz EE-basierter Kraftstoffe für solche Bereiche weiter anreizen, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist. Für den Verkehrssektor ist bis 2030 ein Anteil wasserstoffbasierter Energieträger von 2,6 % vorgesehen.⁷¹ Im industriellen Bereich soll der Anteil von EE-basiertem H₂ nicht biogenen Ursprungs (gemeint ist damit elektrolysebasierter H₂) bis 2030 verpflichtend auf mindestens 50 % ansteigen.⁷²

Damit eine Anrechnung auf die vorgenannten Mengenziele möglich ist, muss der Wasserstoff unter bestimmten Bedingungen hergestellt worden sein. In Art. 27 RED II⁷³ sind insofern Anforderungen für den Strombezug zur Herstellung von grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten definiert, die für eine Anrechnung auf die Quotenbestimmungen einzuhalten sind.

Unstrittig ist eine Anrechnung dabei lediglich für den Fall möglich, dass der Elektrolyseur unmittelbar an die EE-Anlage angebunden ist, der Elektrolyse-Strom also *nicht* über das öffentliche Netz bezogen wird. Für alle anderen Fälle ergibt sich aus Erwägungsgrund 90 der Richtlinie, dass für die Anrechnung jedenfalls das Kriterium der Zusätzlichkeit („additionality“) erfüllt sein muss, der Strombezug für die Elektrolyse also lediglich von zusätzlichen EE-Anlagen erfolgen darf, die entweder gleichzeitig oder zeitlich nach dem Elektrolyseur errichtet worden sind. Durch dieses Zusätzlichkeitserfordernis soll ein Lock-In bei der fossilen Stromversorgung vermieden werden, die einzutreten droht, wenn der Strom aus bestehenden EE-Anlagen überwiegend nur noch für die Wasserstoffproduktion eingesetzt würde. Die angestrebte Reduktion klimaschädlicher Treibhausgase würde dann konterkariert, wenn die gesteigerte Stromnach-

frage nicht durch zusätzliche Anlagen kompensiert wird. Ein Strombezug von geförderten Bestandsanlagen scheidet damit aus. Möglich wäre aber wahrscheinlich die Nutzung von Überschussstrom. Denn in diesem Fall bewirkt die Wasserstoffherstellung unmittelbar eine zusätzliche Produktion erneuerbaren Stroms, der ansonsten abzuregeln wäre.⁷⁴

Unklar ist derzeit noch, ob auch der Bezug von aus der Förderung gefallenden Bestandsanlage angerechnet werden sollte.⁷⁵ Diese Frage ist jedoch entscheidend, denn an ihrer Beantwortung werden sich maßgeblich die verfügbare Wasserstoff-Menge sowie die realisierbaren Gesteungskosten bestimmen. So wurde für Deutschland errechnet, dass die Gesteungskosten von Grünem Wasserstoff in ausgeführten Bestandsanlagen um ca. 1,1€/kg (22 %) niedriger sind als in Neuanlagen, wobei die Kostendifferenz je nach Marktpreis und den Vollkosten für Neuanlagen variieren. Hochgerechnet auf die von Deutschland in seiner nationalen Wasserstoffstrategie angestrebten Produktionsmengen von 14 TWh bis 2030 würde dies zu einem Kostenanstieg von 460 Mio. € pro Jahr führen – Geld, das für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft dann nicht mehr zur Verfügung stünde.⁷⁶

Neben den betriebswirtschaftlichen Vorteilen und der Kosteneffizienz ist ein weiteres Argument für die Einbeziehung von ausgeführten Bestandsanlagen, dass nur bei Ausschöpfung aller vorhandenen EE-Potenziale die als nötig angenommenen Mengen an grünem Wasserstoff am Ende auch zur Verfügung stehen werden. Allein über die historisch zu gebauten Kapazitäten von Windenergieanlagen an Land und

69 Ausführlich dazu bereits *Ekarde*, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel, 4. Aufl. = 3. Aufl. der Neuausgabe, 2021, § 7 C.; dort auch zu der weiteren Frage, ob und inwieweit zwischen produkt- und produktionsbezogenen Regelungen differenziert werden muss und kann.

70 https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb7eb9c-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0013.02/DOC_1&format=PDF (zuletzt abgerufen am 14.3.2022).

71 Art. 25 Abs. 1b des Richtlinienentwurfs v. 14.7.2021, KOM (2021) 557 final.

72 Art. 22a des Richtlinienentwurfs vom 14.7.2021, KOM (2021) 557 final.

73 Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Abl. 328/82.

74 Frontier Economics, Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit von Grünem Wasserstoff in Deutschland, 2021, S. 17.

75 In Deutschland hat sich dagegen ausgesprochen BMU, Herstellung von strombasierten Kraftstoffen – Vorschlag für Kriterien für die Anrechnung als vollständig erneuerbaren Strom beim Strombezug im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie II, 2020, S. 8; dafür IKEM, Kurzgutachten: Nachweis der grünen Eigenschaft von Wasserstoff – 2020, S. 7; Power to X Alliance, Das Scorecard-Modell zur RED II: Konkretisierung und Gewichtung der Strombezugskriterien von Elektrolyseuren, Folie 13; BMWi, Stakeholder-Dialog EEG-Verordnung grüner Wasserstoff, 18.3.2021, Folie 8.

76 Frontier Economics, Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit von Grünem Wasserstoff in Deutschland, 2021, S. 25.

auf See sowie PV-Anlagen wäre es nach Berechnungen möglich, bis 2030 ausreichend erneuerbaren Strom für das Erreichen des in der Nationalen Wasserstoffstrategie definierten Mengenziels von 14 TWh grünen Wasserstoffs zu generieren.⁷⁷ Bei ausschließlicher Nutzung von Neuanlagen dagegen wäre mit einem Beginn der Wasserstoffproduktion frühestens ab dem Jahr 2036 zu rechnen. Grund für die zeitliche Verzögerung in diesem Szenario sind vor allem die langen Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten von EE-Neuanlagen, die in Deutschland im Durchschnitt zwischen vier und fünf Jahren liegen. Kein anderes Bild ergibt sich, wenn man für die Übergangszeit bis zur Inbetriebnahme der Neuanlagen Überschussstrom aus Bestandsanlagen nutzen wollte. Denn abgesehen davon, dass jedenfalls in Deutschland die Menge an Überschussstrom zur Deckung des Wasserstoffbedarfs nicht ausreichen wird, würde der (alleinige) Bezug von Überschussstrom die Betriebsstunden eines Elektrolyseurs deutlich reduzieren und damit zu einer betriebswirtschaftlich ungünstigen Geringauslastung der Anlage führen. Konkret ist davon auszugehen, dass bei einer Auslastung von jährlich 700 Betriebsstunden (hierbei handelt es sich um den Durchschnitt der fünf Standorte in Deutschland mit den am meisten pro Jahr abgeregelten Stunden) die Kosten mindestens um 4,8 €/kg (120 %) höher als bei der Nutzung von Strom aus Bestandsanlagen wären.⁷⁸ Überdies ist zu bedenken, dass die Nutzung von Überschussstrom zum Einspeisemanagement⁷⁹ zählt und damit nur auf Anordnung der insoweit zuständigen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden kann. Ein allgemein zugänglicher Markt für den Überschussstrom besteht damit nicht, was den Elektrolyseurbetreibern die Produktionsplanung erschwert.

Neben dem Zusätzlichkeitserfordernis muss bei Netzbegzug das Kriterium der zeitlichen Korrelation erfüllt sein. Dieses sieht vor, dass die Herstellung von EE-Strom und die H₂-Produktion mittels Elektrolyse in einem zeitlichen Zusammenhang stehen müssen. Damit soll zum einen gewährleis-

tet werden, dass für die Elektrolyse nur so viel Strom bezogen wird, wie im gleichen, noch zu definierenden Zeitraum an Grünstrom ins Netz eingespeist wurde. Zum anderen dürfte damit die systemdienliche Fahrweise des Elektrolyseurs begünstigt werden, der vor allem dann H₂ produzieren soll, wenn viel, z.T. auch überschüssiger, EE-Strom sich im Netz befindet.⁸⁰ Die genaue Definition der zeitlichen Korrelation wird sich dabei entscheidend auf die Betriebswirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs und damit auf den Markthochlauf von grünem Wasserstoff auswirken. Je enger das Kriterium und damit der Bilanzzeitraum gefasst wird, desto geringer die Auslastung des Elektrolyseurs und desto höher die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff. Längere Bilanzzeiträume von beispielsweise bis zu einem Monat, führen zu einer flexibleren Wasserstoffproduktion und damit verbunden zu einem erhöhten Auslastungsgrad, was die Betriebswirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs am Ende deutlich verbessert. Darüber hinaus führen längere Bilanzzeiträume zu einem verminderten Aufwand bei der Wasserstoffspeicherung, die ebenfalls mit erheblichen Kosten verbunden ist. Allerdings geht die flexiblere Wasserstoffproduktion zwangsläufig einher mit einer stärkeren Entkopplung von der erneuerbaren Stromproduktion. Bei längeren Bilanzzeiträumen könnte der Grünstromanteil bei der netzgebundenen H₂-Produktion deutlich zurückgegangen sein bzw. wäre die Zusätzlichkeit der EE-Stromproduktion für die Wasserstoffherzeugung möglicherweise nicht mehr gegeben, was dem Ziel effektiver THG-Reduktion entgegenstehen würde. Damit eröffnet sich ein Spannungsfeld zur Betriebswirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs.

Mit dem Kriterium der geografischen Korrelation soll schließlich gewährleistet werden, dass die H₂-Produktion in räumlicher Nähe zur EE-Stromerzeugung erfolgt.⁸¹ Da ein Stromtransport über Netzengpässe hinweg nicht möglich ist, Netzengpässe aber mit zunehmender Transportentfernung tendenziell zunehmen, ist die Anforderung grundsätzlich sinnvoll, zumal sie zu einer Begrenzung des zusätzlichen Stromnetzausbaus führt. Gleichzeitig würde eine zu starke Einschränkung sich negativ auf die verfügbaren Standorte der Elektrolyseure auswirken, was den Markthochlauf von grünem Wasserstoff gefährden könnte.

Bei der konkreten Ausgestaltung der Anrechnungskriterien dürfte es nach alledem darauf ankommen, einen Ausgleich zu finden zwischen maximalen Klimaschutzvorgaben und praktikablen Regelungen, die eine reale Markteinführung ermöglichen.

4. Taxonomie

An dieser Stelle fällt der Blick auf ein weiteres Element des neuen EU-Energierechts, welches sich auf P2X und speziell grünen Wasserstoff auswirkt: die neue EU-Taxonomie. Dabei handelt es sich um ein Klassifizierungssystem für nachhaltige Investitionen.⁸² Regelungsadressat sind Finanz-

77 Ebd. S. 26.

78 Ebd., S. 28.

79 Zum Einspeisemanagement zählt u.a. die Reduktion der Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen im Sinne des § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG.

80 Vgl. Erwägungsgrund 90: „Mit dem Verfahren sollte sichergestellt werden, dass die Stromproduktionseinheit, mit der der Produzent einen bilateralen Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom geschlossen hat, zeitlich und geografisch mit der Kraftstoffproduktion korreliert. Beispielsweise sollten erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs nicht als uneingeschränkt erneuerbar angerechnet werden, wenn sie zu einer Zeit produziert werden, in der die unter Vertrag genommene Einheit zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität gar keinen Strom erzeugt.“

81 Ebd.

82 Zum Begriff der Taxonomie siehe auch die allgemeingültige Definition der International Capital Market Association (ICMA), Sustainable Finance – High Level definitions vom Mai 2020, S. 5; im Internet abrufbar unter: <https://www.icmagroup.org/assets/documents/Regulatory/Green-Bonds/Sustainable-Finance-High-Level-Definitions-May-2020-110520v4.pdf> (zuletzt abgerufen am 9.4.2022).

marktteilnehmer, Unternehmen und EU-Mitgliedstaaten. Die Taxonomie erstreckt sich auf die Sektoren Energie, Industrie, Gebäude, Transport und Landwirtschaft, wobei bislang nicht alle emissionsintensiven Aktivitäten in den einzelnen Bereichen miteinbezogen sind.⁸³ Trotz dieses Umstands erfasst die Taxonomie mit etwa 80 % einen Großteil der direkten THG-Emissionen in der EU und, auch wenn sie keine ausdrückliche Verpflichtung zur Investition in nachhaltige Tätigkeiten beinhaltet, wird erwartet, dass sie dazu beiträgt, Investitionen in EE sowie in P2X-Technologien weiter zu steigern.⁸⁴

Rechtsgrundlage der EU-Taxonomie bildet die Taxonomie-Verordnung des Europäischen Parlaments und Rates vom Juni 2020⁸⁵, in der die Kommission zum Erlass von Ausführungsvorschriften, also delegierten Rechtsakten, ermächtigt wird. Entsprechende Rechtsakte sind auch für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff respektive P2X entscheidend, denn nur, wenn konsequent klimaschonende Technologien als nachhaltig eingestuft werden, sind Lock-In-Effekte zugunsten der tradierten fossilen Energien vermeidbar.⁸⁶ Der von der Kommission am 31.12.2021 vorgestellte delegierte Rechtsakt, der Investitionen in fossile Erdgas- sowie Atomkraftprojekte als nachhaltig einstuft, steht dem diametral entgegen und dürfte darüber hinaus als unionsrechtswidrig einzustufen sein.⁸⁷ Insofern ist die Kommission beim Erlass delegierter Rechtsakte an die inhaltlichen Vorgaben der Taxonomie-Verordnung gebunden, die in Art. 3 „Kriterien für ökologisch nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten“ vorschreiben.

Dabei müssen sämtliche Voraussetzungen kumulativ vorliegen, wobei schon die insofern erforderliche Einstufung von Erdgas bzw. Kernenergie als „umweltfreundliche Tätigkeit“ i.S.v. Art. 10 Abs. 1 bzw. „Übergangstätigkeit“ i.S.v. Art. 10 Abs. 2 Taxonomie-Verordnung verneint werden muss. Aus der Auslegung der Vorschrift folgt insofern, dass unter „Übergangstätigkeit“ CO₂-intensive Tätigkeiten fallen, für die es derzeit keine CO₂-arme Alternative gibt. Soweit Kernenergie als CO₂-arme Energiequelle betrachtet wird, kann sie also nicht zeitgleich als Übergangstätigkeit angesehen werden. Mit Blick auf Erdgas ist bereits die Grundvoraussetzung des Art. 10 Abs. 2 Taxonomie-Verordnung nicht erfüllt, wonach der erforderliche „Einklang mit dem Weg hin zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau“ sichergestellt sein muss. Im Übrigen bestünde das Risiko der Behinderung der Einführung CO₂-armer Alternativen (Art. 10 Abs. 2 lit. b) Taxonomie-Verordnung), da der Kommissionsvorschlag keine Begrenzung der jährlichen Betriebsstunden der Gaskraftwerke vorsieht und damit nicht sichergestellt werden kann, dass Gaskraftwerke tatsächlich als „Lückenfüller“ für erneuerbare Energien eingesetzt werden und diese nicht – umgekehrt – ausbremsen.

Damit verstößt der von der Kommission beabsichtigte delegierte Rechtsakt u.a. gegen Art. 10 Abs. 1, Abs. 2 Taxonomie-Verordnung. Hiergegen könnten die Mitgliedstaaten

nach Art. 263 AEUV im Wege der Nichtigkeitsklage vorgehen, mit der die Vorgaben der Taxonomie-Verordnung gegenüber der Kommission durchgesetzt werden können.

5. Regelungsoptionen zur Gestaltung des Gas- und speziell des Wasserstoffmarktes

Zur langfristigen Deckung des Bedarfs an P2X-Produkten ist über das Gesagte hinaus der Aufbau einer EU-weit betrachteten Energieerzeugungsstrategie aus EE-Anlagen und daraus gewonnenem Wasserstoff erforderlich. Dies bedingt ein koordiniertes Zusammenwirken aller EU-Mitgliedstaaten, wobei die bestehenden Gastransport- und -verteilnetze hierfür eine herausragende Rolle spielen.⁸⁸ Mit einer Gesamtlänge von 225.000 Kilometern bietet das europäische Gasnetz ein erhebliches Potenzial.⁸⁹ Dabei ist allein das deutsche Gasnetz in der Lage, 360 TWh zu speichern, was etwa einem Zehntel des dortigen Primärenergieverbrauchs pro Jahr entspricht.⁹⁰ Neben dem technischen ist darüber hinaus aber auch ein politischer Umbau erforderlich, denn noch existieren keine einheitlichen Rahmenbedingungen im Sinne einer gesamteuropäischen Lösung.⁹¹ Erforderlich ist dabei vor allem die Entwicklung eines europäischen Regel-

83 Ausgeklammert sind im Industriesektor etwa die Herstellung von Koks und raffiniertem Erdöl sowie im Transportsektor der Luftverkehr.

84 <https://www.taylorwessing.com/de/insights-and-events/insights/2021/09/auswirkungen-der-eu-klimataxonomie-auf-den-energiemarkt> (zuletzt abgerufen am 29.4.2022); vgl. auch *Schütze/Stede/Blauert/Erdmann*, EU-Taxonomie stärkt Transparenz für nachhaltige Investitionen, DIW 2020.

85 Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088.

86 Vgl. *Unruh*, Understanding carbon lock-in. Energy Policy 2000, S. 817–830; *Mattauch/Creutzig/Edenhofer*, Avoiding carbon lock-in: policy options for advancing structural change, Economic modelling 2015, S. 49–63.

87 *Ziehm*, Taxonomie-Verordnung und geplanter Rechtsakt der Europäischen Kommission zu Atomenergie und Erdgas: Handlungsnotwendigkeiten der Bundesregierung, 2022, S. 14 ff.; *Reedeker/Sellner/Dahs*, Kernenergie und die Taxonomie-Verordnung, 2021.

88 *van Nuffel/Dedecca/Yearwood/Smit u.a.*, Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure. Spec. Tender under Framework Contract MOVE/ENER/SRD/2016-498 Lot 2, ENER/B1/2018-278, Abschlussbericht, 2019. Mit dem European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) existiert ein Konsortium von 44 europäischen Fernleitungsbetreibern aus 26 EU-Staaten, die gemeinsam an einer Erhöhung der Beimischungsquote von Wasserstoff ins bestehende Erdgasnetz bzw. dem Umbau zu reinen Wasserstoffnetzen arbeiten.

89 European Network Of Transmission System Operators For Gas, Ten-Year Network Development Plan 2018 – Infrastructure Report, 2018.

90 Bundeswirtschaftsministerium, Energiedaten: Gesamtausgabe, 2019.

91 <https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/schwerpunkt-europa/kommunizierende-roehren-so-funktioniert-das-gasnetz-in-europa/> (zuletzt abgerufen am 29.4.2022).

werks, das eine grenzüberschreitende Einspeisung und Nutzung von Grüngasen in das europäische Gasnetz ermöglicht.⁹²

Hierauf zielen die am 15.12.2021 im Rahmen von „Fit for 55“ veröffentlichten Kommissionsvorschläge zur Gestaltung des Erdgas- und Wasserstoffmarktes („Hydrogen and Decarbonised Gas Package“⁹³), welche die Gasbinnenmarkt-richtlinie (GasRL) und die Fernleitungszugangsverordnung (GasZVO) betreffen. Diese sind nach aktuell geltender Fassung auf reine Erdgasnetze ausgelegt. Die Kommission möchte nunmehr auch Wasserstoff unter den Gasbegriff subsumieren, was einerseits Rechtsunsicherheiten im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur auflösen, andererseits aber bestehende investitions hindernde Rahmenbedingungen perpetuieren könnte.

a. Vorgaben zur Entflechtung/Unbundling

Als besonders kritisch wird hier Art. 62 GasRL-E gesehen.⁹⁴ Dieser regelt die grundsätzliche Trennung des Netzbetriebs von der Gewinnung und Versorgung. Der Betreiber eines Wasserstoffnetzes darf demnach nicht gleichzeitig Inhaber einer H₂-Erzeugungsanlage sein bzw. den produzierten Wasserstoff auch nicht vertreiben. Der Regelungszweck dieses sog. *vertikalen Unbundlings* besteht darin, dass Netzbetreiber (die ohne entsprechende Regulierung gleichzeitig auch Inhaber einer Erzeugungsanlage sein könnten) keinen Anreiz haben sollen, ihre Wettbewerber durch erhöhte Netzentgelte gegenüber der eigenen Produktion zu diskri-

minieren oder gar aus dem Markt zu drängen. Die Unabhängigkeit von Erzeugungs- und Versorgungsinteressen soll auf diese Weise nicht nur einen fairen Wettbewerb schaffen, sondern auch die Versorgungssicherheit gewährleisten.⁹⁵

Allerdings könnten strikte Entflechtungsvorgaben den dringend benötigten zügigen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur auch hemmen. Anders als in der aktuell geltenden Gasrichtlinie von 2009, die zur Umsetzung der vertikalen Entflechtung drei alternative Wege (Ownership Unbundling – OU, Independent System Operator – ISO, Independent Transmission Operator – ITO) vorsieht, soll das ITO-Modell⁹⁶ nach den Vorschlägen der Kommission für Wasserstoffnetze auf das Jahr 2031 begrenzt werden. Das hätte zur Folge, dass Gasnetzbetreiber mit einer ITO-Zertifizierung⁹⁷ ihr gerade in Aufbau befindliches Wasserstoffnetz bis 2031 verkaufen müssten, da ihre Anteilseigner als vertikal integrierte Unternehmen auch in der Wasserstoff-, Strom- oder Erdgasproduktion bzw. dem entsprechenden Vertrieb aktiv sind. Unter diesen Bedingungen erscheint es sehr ungewiss, ob die heutigen Gasnetzbetreiber in den Aufbau einer H₂-Infrastruktur investieren werden. Problematisch für Verteilernetzbetreiber ist außerdem, dass es hier keine De-minimis-Regelung geben soll. Damit würden die entflechtungsrechtlichen Vorgaben alle Wasserstoffnetzbetreiber egal welcher Größe treffen.⁹⁸

Daneben sehen die Kommissionspläne strenge Regeln zum *horizontalen Unbundling* vor. Demnach sollen Unternehmen zur Gründung einer eigenen Tochtergesellschaft für den Wasserstoff-Netzbetrieb verpflichtet werden, wenn sie bereits als Strom- oder Gasnetzbetreiber aktiv sind, vgl. Art. 63 GasRL-E. Gas- und Wasserstoffnetze kombiniert zu betreiben, wie dies aufgrund möglicher Synergien u.U. sehr sinnvoll wäre, würde mit der Umsetzung dieser Vorgabe nahezu unmöglich. Weitestgehend verboten ist darüber hinaus auch der Austausch wirtschaftlich sensibler Informationen sowie die Nutzung gemeinsamer Leitungen zwischen den beiden Tochtergesellschaften (informativ und organisatorische Trennung).⁹⁹

b. Regelungen zum Gasnetzzugang

Neben den Vorgaben zum Unbundling enthält das Gaspaket auch Regelungen hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz. Hierzu gehört eine verpflichtende H₂-Beimisch-Quote in Höhe von bis zu 5 %. Die Vorgabe gilt für alle Fernleitungsnetzbetreiber an den Grenzübergangspunkten zwischen den Mitgliedstaaten, vorausgesetzt jedoch, dass dadurch die grenzüberschreitenden Gasflüsse nicht beeinträchtigt werden (Art. 20 GasZVO-E). Außerdem sind für kohlenstoffarme Gase (low carbon gas, low carbon hydrogen) die zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen von mind. 70 % führen (Art. 8 GasRL-E), Privilegien vorgesehen, wie etwa eine vorrangige Einspeisung in das Erdgasnetz, die Gewährleistung von fes-

92 Bünge, Strategische Einsichten aus aktuellen Studien zur Zukunft der Gasinfrastruktur mit Wasserstoff, gwf Gas + Energie 2020, 43.

93 European Commission, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, 15.12.2021.

94 Nationaler Wasserstoffrat, Stellungnahme „Legislativpaket zu Wasserstoff und Gasmarktdekarbonisierung“ der Europäischen Kommission vom 15.12.2021, 2022, S. 3; Held/Braun/Wiedemann, Zur Rechtsentwicklung der Infrastruktur für ein europäisches Wasserstoffnetzsystem, ZNER 2022, 20 ff.

95 Zu den Gründen vertikaler Entflechtung in der Stromwirtschaft *Boom*, Vertikale Entflechtung in der Stromwirtschaft, in: Vierteljahresshefte zur Wirtschaftsforschung DIW 2012, S. 62 ff.

96 Beim ITO-Modell kann ein Netzbetreiber im Eigentum von Finanzinvestoren oder Konzernverbänden sein, die auch auf anderen Stufen der Wertschöpfungskette aktiv sind. Das ITO-Modell ist das in Deutschland vorherrschende Modell sowohl bei Gas als auch Stromnetzen.

97 Der ITO-zertifizierte Netzbetreiber ist ein vom Eigentümer vollständig funktional getrenntes, selbstständiges Unternehmen. Der ITO-zertifizierte Netzbetreiber ist Eigentümer der Infrastruktur und trifft unternehmerische Entscheidungen über die Organisation und den Netzbetrieb unabhängig. Hierfür muss der Eigentümer dem ITO die nötige finanzielle, technische und personelle Ausstattung zur Verfügung stellen. Es sind zudem umfangreiche Regelungen zur personellen Trennung einzuhalten und Gleichbehandlungsprogramme aufzulegen.

98 Vgl. Art. 62 ff. GasRL-E.

99 Nationaler Wasserstoffrat, Stellungnahme „Legislativpaket zu Wasserstoff und Gasmarktdekarbonisierung“ der Europäischen Kommission vom 15.12.2021, 2022, S. 3.

ten Einspeisekapazitäten und reduzierte Netzentgelte (Art. 16 GasZVO-E).¹⁰⁰

c. Finanzierung von Wasserstoffnetzen

Noch nicht abschließend geklärt ist die Frage der Finanzierung künftiger Wasserstoffnetze. Bislang erfolgt die Finanzierung der Erdgasinfrastruktur durch die Erdgaskunden. Anbieter von Erdgas zahlen Gebühren an die Netzbetreiber, um das Gas über deren Netze durchleiten zu können und geben diese Gebühren über den Erdgaspreis an ihre Kunden weiter.¹⁰¹ Wird die Erdgasinfrastruktur nach und nach auf die H₂-Durchleitung umgerüstet, ist fraglich, ob dafür weiterhin die (ehemaligen) Erdgaskunden aufkommen sollen.

Diese Frage wird im EU-Gaspaket indirekt durch Art. 4 GasZVO-E adressiert. Nach dieser Vorschrift ist die Übertragung von Vermögenswerten von der Erdgas- auf die Wasserstoffsparte regelmäßig nur zulässig, falls keine Quersubventionierung i.S.v. Art. 7 S. 2 lit. c) VO (EU) 2017/460 stattfindet. Demnach wäre die (Mit-)Finanzierung einer künftigen H₂-Infrastruktur durch Erdgaskunden nur in engen Grenzen zulässig. Finanztransfers zwischen verschiedenen Netznutzern sollen vermieden werden, wobei ausdrücklich zwischen zulässiger und unzulässiger Quersubventionierung zu unterscheiden ist.¹⁰²

Vor diesem Hintergrund stellt sich Frage, inwieweit eine gemeinsame Finanzierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen eine unzulässige Quersubventionierung im Sinne der oben genannten Vorschrift darstellen würde.¹⁰³ Die Beantwortung dieser Frage ist nicht trivial, hängt doch von ihr maßgeblich ab, wie viel Kapital für den Aufbau der H₂-Infrastruktur in Zukunft zur Verfügung stehen wird. Sollte eine gemeinsame Finanzierung europarechtskonform möglich sein – wovon teilweise ausgegangen wird¹⁰⁴ – könnte hierdurch die Errichtung von Wasserstoffnetzen wesentlich schneller und für alle kostengünstiger vorangetrieben werden. Denn in diesem Fall könnten für die (Re-)Finanzierung des H₂-Netzes, zusätzlich zu den anfänglich noch wenigen H₂-Nutzern, auch die Gesamtheit der Erdgaskunden herangezogen werden. Die Gefahr, dass möglicherweise nicht genügend Kapital zur Finanzierung der H₂-Netzinfrastuktur zur Verfügung steht,¹⁰⁵ wäre damit abgeschwächt. Auch aus übergreifender Sicht kann eine gemeinsame Finanzierung geboten sein, da das übergeordnete Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung, die nur über den Einsatz von grünem Wasserstoff gelingen kann, letztendlich der gesamten Gesellschaft zugutekommt.

Schließlich kann auch die EU-Wasserstoffstrategie argumentativ zugunsten einer gemeinsamen Finanzierung herangezogen werden. Demnach soll sauberer Wasserstoff bereits zwischen 2025 und 2030 einen „wesentlichen Bestandteil“ in einem integrierten Energiesystem bilden,¹⁰⁶ was dessen schrittweise Ausdehnung vom Industrie- auch in andere Sektoren (vor allem Langstrecken- und Schwerlasttransport sowie Teile der Wärmeversorgung) impliziert. Die dem

Quersubventionsverbot zugrunde liegende Prämisse, Erdgaskunden dürften nicht für den Aufbau einer H₂-Netzinfrastuktur verantwortlich gemacht werden, an der sie am Ende nicht teilhaben, wäre insofern obsolet.

Auch wenn damit gewichtige Argumente für eine gemeinsame Finanzierung sprechen, werden in den Mitgliedstaaten teilweise noch gegenteilige Auffassungen vertreten. So geht etwa die deutsche Bundesregierung davon aus, dass eine Finanzierung über gemeinsame Netzentgelte bereits unionsrechtlich unzulässig sei und entsprechender Änderungen im EU-Recht bedürfe.¹⁰⁷ Allein schon aus Gründen der Rechtssicherheit müsste insoweit Klarheit geschaffen werden.

IV. Fazit und Ausblick: Auf dem Weg in die globale Wasserstoffwirtschaft?

P2X-Technologien können nach alledem 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. Ihr Einsatz ist aber über das unbedingt notwendige Maß hinaus dringend zu vermeiden. Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen, insbesondere der Rückgriff auf die direkte Elektrifizierung, sind der Verwendung strombasierter Energieträger vorzuziehen. Als Rahmen erfordert dies insbesondere die Einbindung aller fossilen Brennstoffe in den ETS, 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.

Demgegenüber lässt sich feststellen, dass die von der EU-Kommission im Rahmen von „Fit for 55“ vorgestellten Maßnahmen die Postfossilität – zumal nunmehr im Lichte des Ukraine-Krieges – noch nicht hinreichend befördern und

100 Um entsprechende Privilegierungen geltend zu machen, bedarf es der Ausstellung eines Zertifikats, das den Anforderungen von Art. 29 und 30 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entspricht.

101 *Theobald/Zenke/Bartsch*, Netzentgeltregulierung, in: *Schneider/Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, 4. Aufl. 2013, S. 1075 ff.

102 Vgl. Erwägungsgrund Nr. 8 der VO (EU) 2017/460.

103 Siehe hierzu auch das Rechtsgutachten von Prof. Pielow im Auftrag des FNB Gas e.V. *Pielow*, Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff mit dem EU-Recht, 2021.

104 Ebd., S. 27 ff.

105 https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/10/2020_01_28_fnb_gas_pi_referentenentwurf_wasserstoff-1.pdf?msclkid=98312ae4c7b911eca023062401b6b227 (zuletzt abgerufen am 29.4.2022).

106 „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“ vom 8.7.2020, S. 3 ff.

107 Vgl. *BMWi*, *Eckpunkte AG Recht zur Übergangsregulierung für H₂-Netze* vom 17.11.2020, S. 2 f.

auch in ihren sonstigen Vorgaben den Markthochlauf von P2X-Systeme nicht ausreichend voranbringen. Dabei ist die EU-Kommission verpflichtet, die Vereinbarkeit jedes Maßnahmenentwurfs und Rechtsaktvorschlags inklusive Budgetvorschlag mit dem Klimaneutralitätsziel, den Zwischenzielen sowie dem Anpassungsziel vor ihrer Annahme zu prüfen (Klimazielvereinbarkeitsprüfung, vgl. Art. 6 Abs. 4 EU-Klimagesetz) und die Maßnahmen von einem neu errichteten wissenschaftlichen Beirat begutachten zu lassen (Art. 3 EU-Klimagesetz).¹⁰⁸

Das trotz aller Ausbaumühnungen¹⁰⁹ begrenzte EE-Angebot als Basis für P2X-Produkte wie Wasserstoff¹¹⁰ führt abschließend zu der Frage, inwieweit das neue EU-Energie recht zugleich außenwirtschaftlich Maßgaben im Sinne mittel- und langfristig massiv ausgebauter Wasserstoffimporte treffen sollte. In der Tat gibt es hier mögliche Vorzugsstandorte wie etwa Australien oder Marokko, die etwa grünen Wasserstoff für einen globalen Markt kostengünstig¹¹¹ herstellen könnten.¹¹² Dabei bestünde ein zusätzlicher Vorteil globaler Handelspartnerschaften möglicherweise darin, dass es mit ihnen gelingen kann, andere Länder bei der Orientierung an der rechtsverbindlichen 1,5-Grad-Grenze zu unterstützen; ggf. könnten durch sie auch weitere drängende Probleme wie der Biodiversitätsverlust adressiert werden, indem etwa Einkommensquellen jenseits des Raubbaus an natürlichen Ressourcen in Ländern des Globalen Südens eröffnet werden. Dabei könnte man global einheitliche Standards für grünen Wasserstoff durch ein Zertifizierungssystem anzustoßen versuchen, orientiert am oben ausführlich analysierten Art. 27 RED II. Auf EU-Ebene bestehen mit CertiHy und dem Madrid Forum¹¹³ bereits dahingehende Initiativen. Man kann dabei auch die (für Nachhaltigkeitsprobleme aller Art letztlich typische) Frage aufwerfen, ob ein Zertifizierungssystem im Sinne eines Vorreiter-Ansatzes ausschließlich unter Beteiligung ambitionierter Staaten mit ho-

hen Nachhaltigkeitsanforderungen¹¹⁴ etabliert werden sollte oder ein breiter international integrativer Ansatz zur Vermeidung von Blockaderisiken, jedenfalls kurzfristig betrachtet, vorzuzugswürdig wäre. Sehr ambitionierte Systeme können hinsichtlich der Überwachung besonders in Ländern mit weniger stark ausgeprägten Verwaltungs- und Vollzugsstrukturen eine Herausforderung darstellen. Umgekehrt könnten sie Anreize für langfristig nachhaltige Innovationen geben und sind für das Erreichen der Klimaschutzziele, für die es auf den Einsatz von ausschließlich grünem Wasserstoff ankommt, schlicht unerlässlich.

Eine weitere Herausforderung im Aufbau internationaler Wasserstoff-Partnerschaften stellt der Transport des Moleküls dar. Neben dem pipelinegebundenen kommt dabei auch der Transport mittels Schiff in Betracht, wobei jede Variante jeweils Vor- und Nachteile aufweist.¹¹⁵ Wie erwähnt könnten in Teilen Europas bestehende Erdgasleitungen genutzt werden, womit bei vergleichsweise geringen Betriebskosten hohe Kapazitäten transportiert werden könnten. Bei größeren Entfernungen wäre dagegen der Schiffstransport vorzuziehen, der allerdings – neben der Verfügbarmachung entsprechender Schiffe¹¹⁶ – in den meisten Fällen eine Verflüssigung des Wasserstoffs voraussetzt, die wiederum mit hohen Umwandlungsverlusten einhergeht. Außerdem sind auch immer die politischen Implikationen der einen oder anderen Transportweise zu berücksichtigen. So begegnet die Umsetzbarkeit von Pipelineprojekten deutlich höheren rechtspolitischen Hürden und es wären außerdem die Interessen aller Transitstaaten und -regionen zu berücksichtigen, um einen zuverlässigen Betrieb gewährleisten zu können, was gerade auch mit Blick auf die gegenwärtigen Entwicklungen im Russland-Ukraine-Krieg einen nicht unwesentlichen Punkt darstellt.

Nicht zu verkennen ist, dass mit global ausgreifenden Zertifizierungs-Standards bislang etwa bei der Bioenergie mä-

108 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119&from=EN> (zuletzt abgerufen am 9.4.2022).

109 Die deutsche Bundesregierung hat am 6.4.2022 das sogenannte Osterpaket vorgestellt, mit dem sie über diverse Gesetzesänderungen, etwa im WindSeeG, EEG und EnWG, den Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigen will. Ein Überblick findet sich hier: https://www.bmwf.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.html (zuletzt abgerufen am 9.4.2022).

110 Eine Aufschlüsselung des globalen Nachfragebedarfs bezogen auf die einzelnen Anwendungsbereiche von P2X findet sich bei Gerhardt u.a., H₂ im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme, 2020, S. 46; für die Erzeugungspotenziale existieren bislang nur Länderstudien, vgl. für Deutschland Merten u.a., Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung, 2020.

111 Ein höheres Solar- oder Wind-Angebot in anderen Ländern führt zu niedrigeren Gestehungskosten vgl. Wuppertal Institut, Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung, 2020, S. 38 ff.

112 Die Bundesregierung plant Kooperationen z.B. mit Südafrika, Tunesien, Marokko und Brasilien, vgl. Schäuble/Jahn/Quitow, Mögliche Elemente einer Wasserstoffaußenpolitik, 2020; im Internet abrufbar unter:

https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_6000062_1/component/file_6000063/content (zuletzt abgerufen am 29.4.2022).

113 Das Europäische Gasregulierungsforum respektive Madrid Forum versammelt die wichtigsten Interessenvertreter des europäischen Gassektors, um Chancen und Herausforderungen im Zusammenhang mit der Schaffung eines Erdgasbinnenmarktes in der EU zu erörtern.

114 Das betrifft einerseits die Anzahl an Kriterien (z.B. THG-Emissionen, Wasser- und Flächenverbrauch, soziale Kriterien), die berücksichtigt werden sollten, und andererseits das Anspruchsniveau innerhalb der einzelnen Kriterien; vgl. zu den möglichen Kriterien Kasten/Heinemann, Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX, Öko-Institut, 2019.

115 Wuppertal Institut, Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung, 2020, S. 34 ff.

116 Das erste und bisher einzige Flüssigwasserstofftankschiff („Suiso Frontier“) wurde durch Kawasaki in Japan gemeldet. Dieses soll einen vakuumisolierten LH₂-Speichertank mit einer Doppelmantelstruktur von 1.250 m³ enthalten. Das Schiff soll für Technologie-Demonstrationstests und den Aufbau einer internationalen Wasserstoff-Energieversorgungskette eingesetzt werden. Ziel ist Flüssigwasserstoff aus Australien (aus ungebrauchter Braunkohle gewonnen) nach Japan zu verschiffen.

ßige Erfahrungen gemacht wurden.¹¹⁷ Offen ist auch (und dies im Zuge des Ukraine-Krieges mehr denn je), inwieweit ausgreifende und weiterhin Diktaturen (Marokko) einbeziehende transnationale Energielieferketten eine Zukunft haben. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Postfossilität in allen Staaten weltweit erreicht werden muss. Jegliche EE-Importe sind also nur denkbar, wenn parallel der Ausgangsstaat auch für sich selbst die Kapazitäten hat, auf 100 % EE umzusteigen. Die mitunter ungemütliche, aber schwer von

der Hand zu weisende Erkenntnis, dass massiv gesteigerte Energieeffizienz und Suffizienz zu den sichersten – und heimischen – „Energiequellen“ gehören, wird daher absehbar noch eine große Rolle spielen. Auch insoweit würde ein ambitionierter ETS die richtigen Weichen stellen.

¹¹⁷ Ausführlich dazu *Hennig*, Nachhaltige Landnutzung und Bioenergie: Ambivalenzen, Governance, Rechtsfragen, 2017.