

Felix Höffler¹

Ökonomische Analyse des Energieumweltrechts

Anwendungsbereich und Begriffsbestimmungen

Erscheint in: Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2: Energieumweltrecht, Energieeffizienzrecht, Energieanlagenrecht, 4., völlig neu bearbeitete und wesentlich erweiterte Auflage

Literatur

Literaturverzeichnis

Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Annual Report of the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2015.

Akerlof, The Market for 'Lemons': Quality Uncertainty and the Market Mechanism. Quarterly Journal of Economics, 84, 1970, S. 488-500.

Allcott/Greenstone, Is there an energy efficiency gap? Journal of Economic Perspectives, 26, 2012, S. 3-28.

Ameli/Brandt, What impedes household investments in energy efficiency and renewable energy? OECD Economics Department Working Paper No. 1222, 2015.

Andor, M. et. al., Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. Zeitschrift für Energiewirtschaft 2010 (34), 91.

Angerer/Buchholz/Gutzmer/Hegelüken/Herzig/Littke/Thauer/Wellmer, Rohstoffe für die Energieversorgung der Zukunft. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, Analyse August 2016.

Ausubel/Cramton/Pycia/Rostek/Weretka, Demand reduction and inefficiency in multi-unit auctions, Review of Economic Studies 2014, 81, S. 1366-1400.

Bessembinder/Lemmon, Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets. Journal of Finance 2002, 1347.

Brundlandt, Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future ("Brundlandt Report"), www.un-documents.net/our-common-future.pdf, zuletzt abgerufen 20.11.2018.

Bundesumweltministerium, Die Reform des EU-Handelssystems für die 4. Handelsperiode (2021-2030), 04. Januar 2018, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Emissionshandel/eu-emissionshandel_reform_bf.pdf, zuletzt abgerufen am 20.11.2018.

¹ Der Autor dankt dem Herausgeber, Herrn Markus Ludwigs für zahlreiche hilfreiche Hinweise. Verbleibende Fehler gehen allein zu Lasten des Autors.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Nationale Ausschreibungen und Ergebnisse, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577124, zuletzt abgerufen am 20.11.2018.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Zahlen und Fakten. Energiedaten. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xlsx?blob=publicationFile&v=89>, zuletzt abgerufen 20.11.2018.

Böhringer/Keller/van der Wert, Are green hopes too rosy? Employment and welfare impacts of renewable energy promotion, *Energy Economics* 36, 2013, 277-285.

Böhringer/Rosendahl/ Storrøsten, Robust policies to mitigate carbon leakage. *Journal of Public Economics* 2017 (149), 35-46.

Bundesnetzagentur, EEG in Zahlen 2016 Datenblatt 3.1, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html, zuletzt abgerufen am 20.11.2018.

Chevallier, Banking and borrowing in the EU ETS, *Journal of Economic Surveys*, 2012, 26, 157-176.

Cramton/Ockenfels/Stoft/Gollier/Tirole/Stiglitz/Weitzman, Symposium on International Climate Negotiations, in: *Economics of Energy and Environmental Policy* 4-2, 2015.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy, Carbon valuation, 2018, <https://www.gov.uk/government/collections/carbon-valuation--2>, zuletzt abgerufen am 20.11.2018.

Elberg/Hagspiel, Spatial Dependencies of Wind Power and Interrelations with Spot Price Dynamics, *European Journal of Operational Research* 2015, 260.

Endres, *Umweltökonomie*, 4. Auflage, Stuttgart 2013.

Fischer/Fox, Comparing policies to combat emissions leakage: Border carbon adjustments versus rebates. *Journal of Environmental Economics and Management*, Volume 64, Issue 2, 2012, Pages 199-216,

Gollier, Debating about the Discount Rate. *The Basic Economic Ingredients*, in: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 11.Aufl. 2010, S.38-55.

Graham/ Marshall, Collusive bidder behavior at single-object second-price and English auctions. *Journal of Political Economy* 1987, 1217.

Grimm/Ockenfels/Zöttl, Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 2008, 3, S. 147-161.

Henckes/ Knaut/ Obermüller/ Frank, The benefit of long-term high-resolution wind data for electricity system analysis, *Energy*, 2018, 934.

Henderson/ Mitrova, , *The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy*. Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper September 2015, NG 104.

Hellwig, *Wirtschaftspolitik als Rechtsanwendung: Zum Verhältnis von Jurisprudenz und Ökonomie in der Wettbewerbspolitik*“, Walter-Adolf-Jöhr-Vorlesung 2007, Universität St. Gallen, *Volkswirtschaftliche Beiträge* Nr. 6, Oktober 2007.

Horacsu/ McAddams, Empirical work on auctions of multiple objects, *Journal of Economic Literature*, 2018, 56, S. 157-184.

Hotelling, Economics of exhaustible resource, *Journal of Political Economy*, 1931, 39S. 137-175.

- Howlett*, What is a policy instrument? in: Eliadis/Hill/Holett (Hrsg.), *Designing Government*, 2005, S. 31-50.
- Höffler*, Umweltpolitischer Instrumentenmix im Kontext der „Energiewende“, in: Brinktrine/Ludwigs/ Seidel (Hrsg.), *Energieumweltrecht in Zeiten von Europäisierung und Energiewenden*, 2013.
- Huntington*, The policy implications of energy-efficiency cost curves. *The Energy Journal* 32, Special Issue 1, 2011, S. 7-21.
- IPCC*, *Climate Change 2011. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Kap.1.
- IPCC*, *Climate Change 2014. Mitigation of Climate Change, Summary for Policymakers and Technical Summary*.
- IPCC*, *Climate Change 2014. Impacts, Adaptation and Vulnerability*.
- Jamasb/ Köhler*, Learning curves for energy technology. A critical assessment, in: *Cambridge Working Papers in Economics*, 2007
- Kalkul/ Edehofer/ Lessmann*, Renewable energy subsidies. Second best policy or fatal aberration for mitigation?, *Ressource and Energy Economics* 2013, 217 (218).
- Koch/Fuss/Grosjean/Edenhofer*, Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New evidence, *Energy Policy* 2014, 73, S. 676-685,
- Krishna*, *Auction Theory*. Academic Press 2010.
- Laffont/ Tirole*, *A theory of incentives in procurement and regulation*, Cambridge Academic Press 1993.
- Lehmann*, Justifying a policy mix for pollution control. A Review of economic literature, *Journal of Economic Surveys* 2012, 71.
- Löschel/Erdmann/Staiß/Ziesing*, *Erster Monitoring-Bericht. (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“)*, Berlin 2012.
- Dies.*, *Stellungnahme zum 6. Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016 (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess “Energie der Zukunft“)*, Berlin 2018.
- Monopolkommission*, *Sondergutachten Nr.71: Energie – Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende*, 2015.
- Obermüller*, *Explaining Electricity Forward Premiums - Evidence for the Weather Uncertainty Effect*. *EWI Working Paper* 10, 2017
- Ostrum*, *Governing the Commons*, Cambridge University Press 1991.
- Peters/Davis/Andrew*, A synthesis of carbon in international trade, *Biogeoscience* 2012, 9, S. 3247-3276.
- Rubin/Azevedo/Jaramillo/Yeh*, A review of learning rates for electricity supply technologies, *Energy Policy*, 2015, 86, S. 198-218.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung*, *Verantwortung für Europa wahrnehmen, Jahresgutachten 2011/12*.
- Stern*, *The Economics of Climate Change. The Stern Review*, 2007.
- Weitzman*, *Prices versus Quantities*, *Review of Economic Studies* 1974, 41, 477.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*, *Zur Förderung erneuerbarer Energien, Gutachten*, Juli 2004.

Ders., 2012, Wege zu einer wirksamen Klimapolitik, Gutachten, Februar 2012.

Ders., Die essenzielle Rolle des CO₂-Preises für eine effektive Klimapolitik, 2016.

Wolfstetter, Collusion in Auction, 2014 (<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.720.495&rep=rep1&type=pdf>), zuletzt abgerufen am 20.11.2018.

Inhalt

Förderung erneuerbarer Energien (EEG)	6
1. Normative Analyse der Förderung Erneuerbarer Energien (EE)	6
a) Klimaschutz als Oberziel der Gesetzgebung.....	6
aa) Das Problem: Die Atmosphäre als globale Allmende	6
bb) Die ökonomische Lösung: Einheitliche Bepreisung von Treibhausgasen	8
b) Weitere Gesetzesziele neben dem Klimaschutz	12
aa) Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung.....	12
bb) Technologieförderung	13
cc) Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten	14
2. Positive Analyse: Umsetzung und Wirkung der EE-Förderung im Stromsektor	15
a) Voraussetzungen und Rahmenbedingungen der EE-Förderung in Deutschland	15
aa) EE-Förderung des EEG und das EU Emissionshandelssystem (EU-ETS)	15
bb) Der (abnehmende) Wert der EE für das Stromsystem	17
b) Fördermechanismen der Praxis und das Ziel der Marktintegration der EE	18
aa) Anreizwirkungen verschiedener Fördersysteme	18
bb) Marktintegration der EE.....	20
c) Spezifische Neuerungen des EEG 2017	23
aa) Ausschreibungsverfahren für die Einspeisevergütung.....	23
bb) Zur Beurteilung der Ausschreibeverfahren (Auktionsregeln).....	25
cc) Technologieneutrale Ausschreibungen.....	31
II. Handel mit Emissionsrechten (TEHG)	34
1. Ziel und Funktion des Emissionshandelssystems	34
2. Spezifische Gestaltungsoptionen	36
a) Zuteilungsverfahren (Auktionen vs. kostenlose Zuteilung) und ihre ökonomischen Implikationen.....	36
b) Einbeziehung von Sektoren.....	38
c) Preisstabilisierung	41
III. Energieeffizienzregelungen des EnEG und der EnV	43
1. Zielsetzung	43
2. Ökonomische Begründungen für spezifische Eingriffe im Gebäudesektor	44
a) Einbeziehung in das Emissionshandelssystem als Alternative	44
b) Spezifische ökonomische Probleme des Gebäudesektors	45

Förderung erneuerbarer Energien (EEG)

1. Normative Analyse der Förderung Erneuerbarer Energien (EE)

a) Klimaschutz als Oberziel der Gesetzgebung

[1] Das EEG als bisher wirkungsmächtigstes Gesetz der „Energiewende“ zur Umgestaltung des Stromsektors nennt als ersten **Gesetzeszweck den Klimaschutz** (§ 1 Abs. 1 S. 1 EEG). Ebenso das Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmesektor (§ 1 Abs. 1 S. 1 EEWärmeG). Auch die Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende sieht eine klare Ziel-Hierarchie, wobei Klimaschutz ein Oberziel darstellt.²

aa) Das Problem: Die Atmosphäre als globale Allmende

[2] Klimaschutz im Sinne der Reduzierung von Treibhausgasemissionen, v.a. CO₂, ist aus zwei Gründen die zentrale **Begründung für energieumweltrechtliche Eingriffe** in das Marktgeschehen. Erstens ist das Problem von potentiell sehr großem Ausmaß, wie die internationale Wissenschaftsgemeinschaft mahnt: *“Continued emission of greenhouse gases will cause further warming and long-lasting changes in all components of the climate system, increasing the likelihood of severe, pervasive and irreversible impacts for people and ecosystems.”*³ Zweitens ist das Problem ein typisches Marktversagensproblem: Die rein marktwirtschaftliche Lösung ist aufgrund von negativen Externalitäten ineffizient, kann aber durch geeignete Markteingriffe verbessert werden.

[3] Beim Klimaschutz entsteht das Marktversagen durch ein **Allmende-Problem**. Als Allmende werden ursprünglich land- und forstwirtschaftliche Nutzflächen bezeichnet, die allen Gemeindemitgliedern zur Nutzung offenstehen. Die Atmosphäre ist ein Allmende-Gut, das als globale „Deponie“ für alle weltweit ausgestoßenen Treibhausgase dient. Wie bei einer Gemeindewiese, die von allen Bauern genutzt werden darf, und der daher die Überweidung droht, droht auch bei der Atmosphäre eine Übernutzung. Übernutzung zeigt sich in zu hohen Konzentrationen von Treibhausgasen in der Atmosphäre. Als Folge kommt es zu Schäden durch Klimawandel.

[4] Das Problem der drohenden Überweidung der Dorfwiese wird zumeist dadurch gelöst, dass sich geeignete – lokale – Institutionen herausbilden.⁴ Dies können explizite Regeln sein, oft aber auch nur implizite Mechanismen und Formen der sozialen Kontrolle in kleinen Gemeinschaften. Beim Klimawandel sind solche Lösungen nicht möglich. Jeder trägt durch CO₂ Emissionen zum Problem bei, der **Schaden ist aber nicht lokal, sondern global**. Es fehlt ein „globales Dorfgericht“, eine Weltpolizei, die Fehlverhalten sanktioniert. Eine globale „soziale Kontrolle“ in Form von Ächtung von Staaten, die ihre Verpflichtung nicht erfüllen, ist vermutlich deutlich weniger effektiv, als soziale Ächtung innerhalb von Dorfgemeinschaften.

² Löschel et. al., 2012, S. 3. Neben Klimaschutz sah die Kommission zu dem Zeitpunkt noch den Kernenergieausstieg als Oberziel, Erneuerbaren Ausbau und Steigerung von Energieeffizienz dagegen als Unterziele, bzw. Instrumente.

³ IPCC, Climate Change 2014, Mitigation, S. 8.

⁴ Siehe z.B. Ostrum.

[5] Eine effiziente Allmende-Nutzung erfordert, dass jeder die Allmende nur solange nutzt, wie der soziale (Grenz-⁵)Schaden geringer ist, als der (Grenz-)Nutzen.⁶ In Abbildung 1 würde die Allmende, wenn deren Nutzung nichts kostet und nicht reglementiert ist, dagegen solange genutzt, wie ein positiver (privater) Nutzen daraus entsteht, also dort, wo die Grenznutzenkurve die x-Achse schneidet. Effizient wäre aber, die Allmende sehr viel weniger zu nutzen, nämlich dort, wo **sozialer Grenznutzen und sozialer Grenzscha-**den **gleich hoch** sind, also im Schnittpunkt beider Geraden in Abbildung 1. Würde von diesem Punkt ausgehend eine Einheit mehr genutzt, so überstiege für diese Einheit der Schaden den Nutzen für die Gesellschaft. Umgekehrt gilt, dass eine geringere Nutzung der Allmende dazu führt, dass Einheiten nicht genutzt werden, für die der Nutzen für die Gesellschaft den Schaden übersteigt.

[6] Denkt man bei der Allmende konkret an die Atmosphäre und ihre Kapazität CO₂ aufzunehmen, so ist die soziale Grenzscha-

densfunktion konzeptionell so zu denken wie in Abbildung 1.⁷ Da über die längsten Phasen seit der Industriellen Revolution der CO₂-Ausstoß nicht reglementiert war, kann man davon ausgehen, dass wir uns gegenwärtig nahe der Stelle „Menge ohne Eingriff“ in Abbildung 1 befinden. Wollen wir uns von diesem zu hohen Niveau an CO₂-Ausstoß in Richtung der effizienten Menge nach links bewegen, wird relevant, was es kostet, CO₂ zu vermeiden. In der Realität gibt es hier viele verschiedene Optionen: bessere Isolationen an Häusern, Stromerzeugung durch Gas statt Kohle, Nutzung erneuerbare Energien (EE), Autos mit weniger Kraftstoffverbrauch, etc. All diese Maßnahmen haben unterschiedliche Vermeidungskosten. Diese muss man sich nun von der „Menge ohne Eingriff“ nach links in aufsteigender Ordnung ihrer Kosten vorstellen. Dann erhält man eine „**Grenzvermeidungskostenkurve**“.

⁵ Die ökonomische Betrachtung ist eine „Marginalbetrachtung“, da sie typischerweise immer fragt: „Lohnt es sich noch eine weitere Einheit herzustellen / zu konsumieren / zu besteuern etc.“ Hier wäre dies die Frage: „Ist es sinnvoll, noch eine weitere Einheit Vieh auf die Weide zu treiben?“ Mit dem Terminus „Grenz-...“ wird auf die mathematische Betrachtung verwiesen, die sich erheblich vereinfacht, wenn die zusätzlichen Einheiten als beliebig klein gedacht werden können – als infinitesimal klein, so dass in der mathematischen Darstellung auf die Infinitesimalrechnung zurückgegriffen werden kann.

⁶ Präziser gesagt: bis sozialer „Grenzscha-

den“ = sozialer „Grenznutzen“. Der soziale Grenznutzen ist hier der Nutzen des individuellen Nutzers, z.B., der Nutzen, der entsteht, wenn man eine Autofahrt mit einem Verbrennungsmotor unternimmt. „Grenznutzen“ meint den Nutzen, der bei einer kleinen, weiteren Einheit (z.B.: einer Autofahrt mehr) entsteht. Sozialer Schaden ist der Schaden bzw. die Kosten, die der zusätzliche Klimawandel verursacht, der auf den zusätzlichen „marginalen“ Schadstoffausstoß zurückzuführen ist.

⁷ Realistischer wäre, sie sich am Anfang flacher vorzustellen, bis zu einem (oder mehreren) „Tipping point“, bei dem sie einen starken Knick aufweist. Dies würde die Forschung der Klimawissenschaftler widerspiegeln, dass es bestimmte Mengen an CO₂ in der Atmosphäre gibt, bei deren Überschreitung fundamentale Veränderungen im Klima, mit massiven Gefahren und Kosten zu erwarten sind, z.B. IPCC, Climate Change 2014, Impacts, S.12 und S.14.

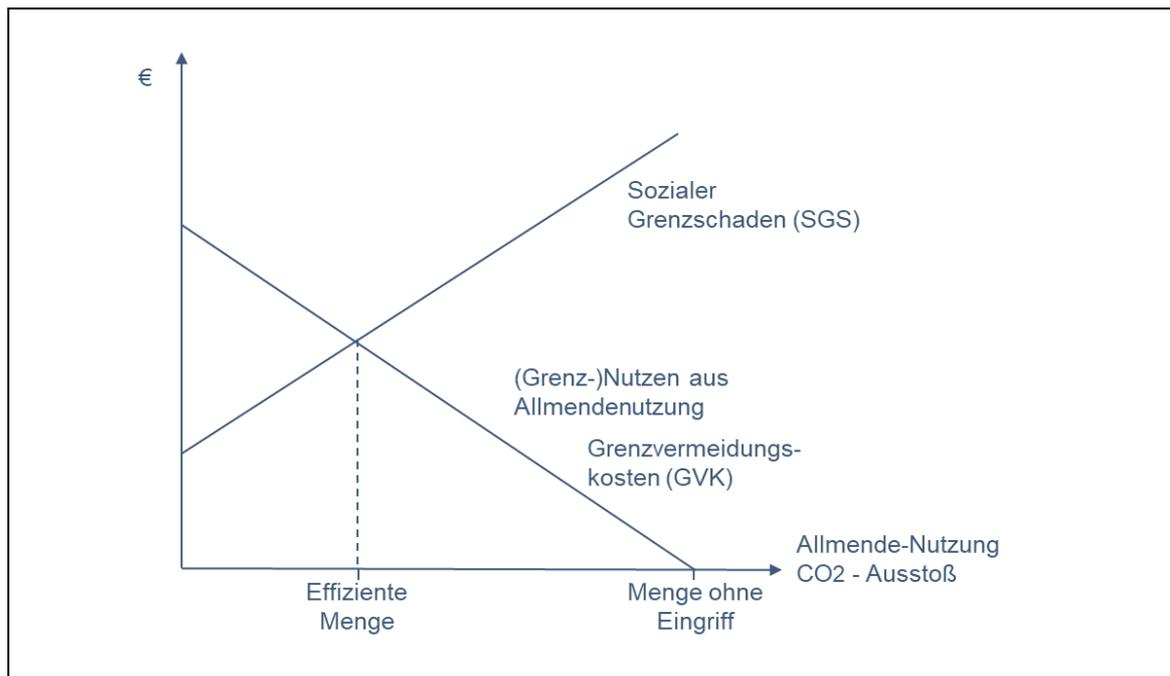


Abbildung 1: Sozialer Grenzschaten und Grenzvermeidungskosten (Eigene Darstellung)

bb) Die ökonomische Lösung: Einheitliche Bepreisung von Treibhausgasen

[7] Eine effiziente Allmende-Nutzung erfordert, dass die Nutzung beschränkt werden muss. Die ökonomische Lösung dafür ist, dass sie mit einem (effizienten) Preis belegt wird. Da die Allmende-Nutzung ohne Staatseingriff zu billig (nämlich: kostenlos) ist, muss sie durch einen entsprechenden, administrativen Preis für die Nutzung ausgeglichen werden. Unter Ökonomen besteht daher weitestgehend Einigkeit, dass ein **einheitlicher Preis für CO₂** (stellvertretend für alle Klimagase) eingeführt werden sollte.⁸ Zwei Dinge sind von zentraler Bedeutung für die Lösung des Problems: Erstens, dass die Preishöhe richtig gewählt wird; zweitens, dass der Preis einheitlich über alle Sektoren ist.

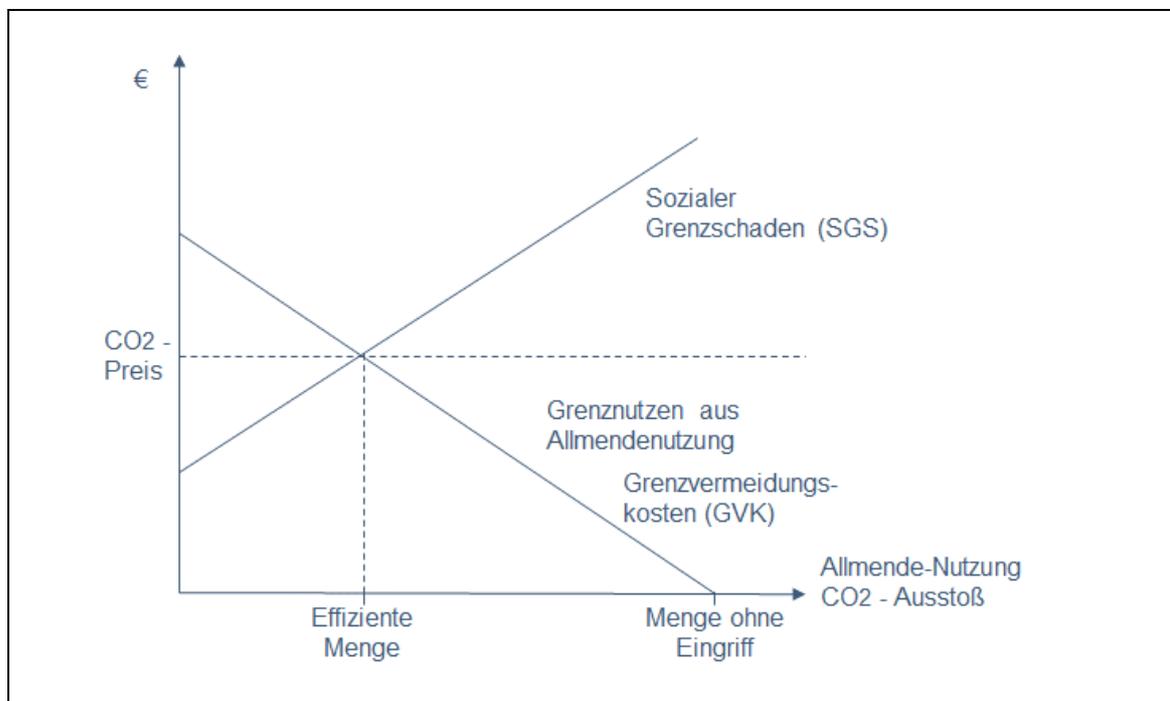
[8] **Richtige Preishöhe:** Der Preis soll eine effiziente Menge implementieren. Bei der Gemeindewiese wäre der Nutzungspreis für die Wiese so hoch zu wählen, dass die Bauern einen möglichst hohen Nutzen aus der Beweidung haben, aber nicht so viel weiden lassen, dass Überweidung eintritt. Etwas genauer: Die letzte Kuh, die auf die Weide getrieben wird, soll so viel weiden können (und damit zusätzlich an Milch geben), wie sie an zusätzlichem Schaden an der Wiese (für sich und alle anderen Kühe) anrichtet.

[9] Theoretisch ist die effiziente Lösung leicht herzuleiten. Sie erfordert den Ausgleich von (sozialem) Grenznutzen, bzw. den Grenzvermeidungskosten, und sozialem Grenzschaten. Der **effiziente Nutzungspreis** für die Allmende sollte dem sozialen

⁸ Zur Einigkeit einer Preis-Lösung und zur Diskussion um ihre Ausgestaltung siehe den Sammelband von Cramton et. al.. Ebenso der *Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi*, in seinem Gutachten 2016, Die essenzielle Rolle des CO₂-Preises für eine effektive Klimapolitik.

Grenzscha-den an der effizienten Menge entsprechen.⁹ Die effiziente Menge ist die, bei der sich in Abbildung 1 die Grenzscha-

[10] Der richtige CO₂-Preis ist in Abbildung 2 eingezeichnet. Muss jeder Nutzer der Allmende diesen Preis pro Einheit Vieh zahlen, so wird er nur so viel Vieh auf die Weide stellen, wie der (private) Grenznutzen diesen Preis überschreitet. Dies ist bei der effizienten Menge der Fall. Geht man von einem CO₂-Ausstoß ohne Eingriff aus („Menge ohne Eingriff“), so lohnen sich nach Einführung des CO₂-Preises nun alle **CO₂-Vermeidungsoptionen**, deren Kosten geringer sind, als der CO₂-Preis (Grenzvermeidungskostenkurve). Jede eingesparte Einheit CO₂ erspart die Entrichtung eben dieses Preises. Resultat ist wiederum, dass die effiziente Menge implementiert wird.



[11] Zu beachten ist, dass bei diesem „first best“-Vorgehen *uno actu* sowohl die Menge als auch der Preis ermittelt werden muss. Jede praktische Schwierigkeit in der Ermittlung des einen (z.B. der Menge) bedeutet, dass auch das andere (z.B. der Preis) schwierig herzuleiten ist. Und tatsächlich ist die **Feststellung von effizienter Menge und effizientem Preis in der Praxis schwierig**. Man müsste die (globale) Grenzvermei-

⁹ Dass der Grenzscha-

dungskostenkurve kennen und zusätzlich die sozialen Grenzkosten des Klimawandels. Dann ließ sich die effiziente Menge an CO₂ ableiten, und der CO₂-Preis müsste den sozialen Grenzkosten bei dieser Menge entsprechen.

[12] Zur Herleitung der **sozialen Grenzkosten des Klimawandels** muss zunächst die Frage geklärt werden, wie zusätzliches CO₂ das Klima verändert; dann welche Folgen die Klimaveränderung hat; und schließlich wie diese ökonomisch zu bewerten sind. Für die **globale Grenzvermeidungskostenkurve** müssten alle CO₂-Vermeidungsoptionen und ihre Kosten bekannt sein. Für beide Kurven gilt, dass sie dynamisch, also auch für die Zukunft bekannt sein müssten (erwarteter technischer Fortschritt und Kostensenkungen bei CO₂-Vermeidung könnten z.B. eine Verschiebung von Vermeidungsmaßnahmen in die Zukunft sinnvoll machen).¹⁰ Obgleich all dies offensichtlich mit vielen Unwägbarkeiten behaftet ist, wurden Versuche zur Quantifizierung unternommen.¹¹ Die britische Regierung weist regelmäßig Berechnungen für einen CO₂-Preis für Politikevaluationen aus.¹²

[13] Oft wird aber ein anderer, pragmatischerer Weg gewählt. Schon der erste Schritt wird abgekürzt: Der IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) gibt als Ziel z.B. das „**2-Grad-Ziel**“ aus, obwohl klar ist, dass die globale Durchschnittstemperatur nur ein sehr unvollkommenes Maß für Klimawandel ist. Dann rechnet der IPCC zurück, welche CO₂ Emissionen mit dem 2-Grad-Ziel vereinbar sind. Dies ist das globale CO₂-Budget. Möchte man dies durch einen CO₂-Preis implementieren, steht man vor der Herausforderung, den Preis-Mengen-Zusammenhang so gut zu kennen, dass man weiß, mit welchem Preis für CO₂ ein entsprechender Rückgang an Emissionen erreicht werden kann.

[14] Anzumerken ist, dass dieser pragmatische Weg von einer Mengenvorgabe ausgeht, die klimawissenschaftlich, nicht aber ökonomisch begründet ist. Da in dieses Vorgehen die CO₂-Vermeidungskosten nicht eingehen, ist unklar ob für die vorgegebene Menge die Effizienzvorgabe gilt „Grenzvermeidungskosten = sozialer Grenzscha- den“. Allerdings orientieren sich die Klimawissenschaften oft an „**Tipping points**“, also CO₂-Konzentrationen in der Atmosphäre, von denen anzunehmen ist, dass ihre Überschreitung massive Klimaveränderungen verursacht. Ökonomisch könnte man dies so interpretieren, dass die Schadensfunktion am „Tipping point“ einen Knick hat und sehr viel steiler wird. Dann hätte der Grenzscha- den am „Tipping point“ eine Sprungstelle und viele verschiedene Verläufe von Grenzvermeidungskosten (GVK₁, GVK₂, GVK₃, in Abbildung 3) wären damit vereinbar, den „Tipping point“ (genauer: die Menge am „Tipping point“) als effizient zu etablieren. Anders formuliert: Es ist recht wahrscheinlich, dass man mit der Begrenzung auf die „Tipping point“

¹⁰ Hinzu müssen Rückkopplungseffekte berücksichtigt werden um die „Lucas Critique“ zu vermeiden: Unterschiedliche Umweltpolitiken geben unterschiedliche Anreize, in Vermeidungstechnologien zu investieren, verändern also den Verlauf der Grenzvermeidungskurve.

¹¹ Ein bekannter früher Versuch ist der Stern-Review (Stern, 2007) für die britische Regierung. Ein wichtiger und-kontroverser Punkt in der ökonomischen Bewertung ist die Spezifizierung des Diskontfaktors, vgl. hierzu *Gollier*, 38.

¹² Carbon valuation. <https://www.gov.uk/government/collections/carbon-valuation--2>, zuletzt abgerufen am 28.05.2018.

Menge auch die effiziente Menge trifft. Das befreit allerdings nicht von der Herausforderung, den richtigen Preis festzulegen, damit die richtige Menge auch tatsächlich im Marktgleichgewicht realisiert wird.¹³

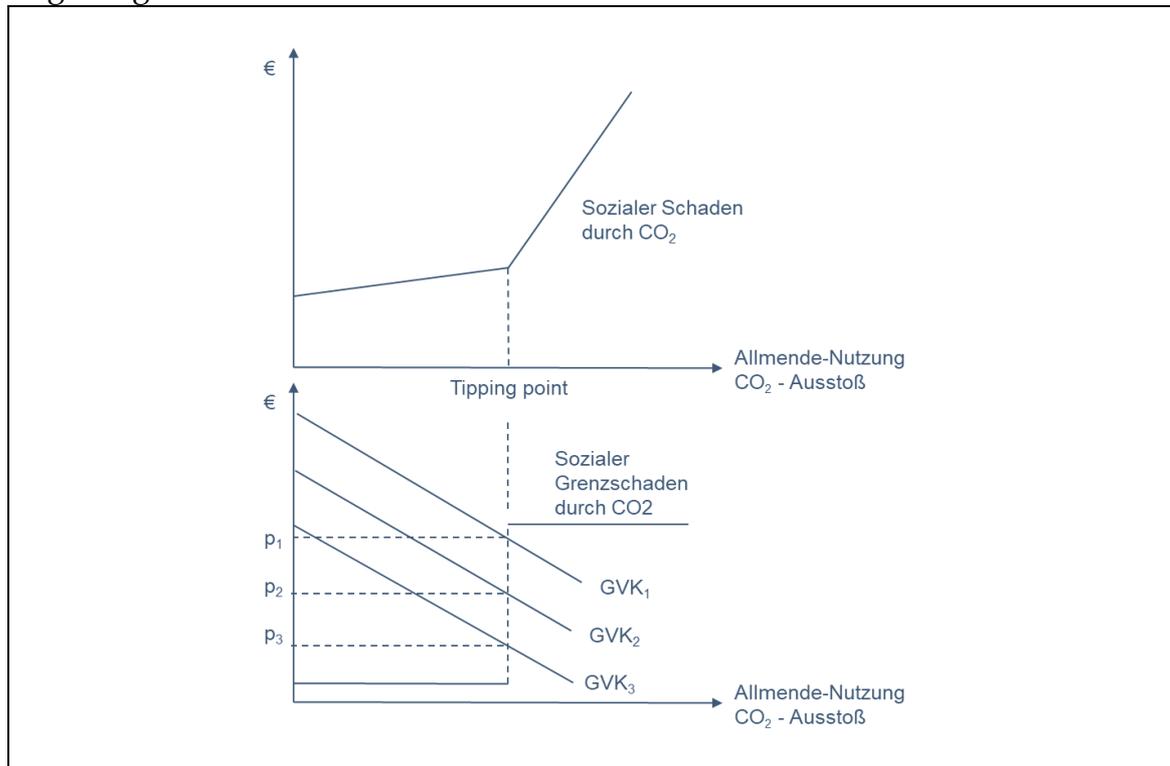


Abbildung 3: "Tipping points" und effiziente Schadensmenge (Eigene Darstellung)

[15] **Einheitlichkeit des Preises:** Dass der Preis einheitlich über alle möglichen Anwendungen sein sollte, die zu einer Nutzung der Allmende führen, leuchtet unmittelbar ein. Für die Atmosphäre ist es gleichgültig, ob CO₂ beim Heizen, in der Stromerzeugung oder beim Transport freigesetzt wird. Für jede Einheit CO₂ sollte der gleiche Preis gezahlt werden. Dies erscheint nicht nur „(verursachungs-)gerecht“, sondern ist auch effizient. Denn es führt dazu, dass der CO₂-Ausstoß dort vermieden wird, wo er am günstigsten ist. Gäbe es einen einheitlichen Preis von z.B. 50 € / Tonne CO₂, so würde CO₂ überall dort vermieden, wo die Vermeidung Kosten von weniger als 50 € verursacht. Dort, wo die Vermeidung mehr als 50 € / Tonne CO₂ kostet, würde weiter CO₂ ausgestoßen.

[16] **Ineffizient** wäre es, wenn in verschiedenen Sektoren **unterschiedliche CO₂-Preise** gelten würden. Nehmen wir an, der Preis pro Tonne CO₂ betrüge im Verkehrssektor 60 €, im Wärmesektor aber nur 10 €. Dies würde dazu führen, dass im Verkehrssektor auch recht teure Maßnahmen zur CO₂-Einsparung unternommen würden (z.B. solche, die 55 € / Tonne CO₂ kosten), im Wärmesektor blieben dagegen günstige Maßnahmen (z.B. für 20 € / Tonne CO₂) ungenutzt. Offensichtlich könnte sich die Gesellschaft besserstellen, unterließe sie die teure Maßnahme im Verkehrssektor und ersetze sie durch die günstigere im Wärmesektor. Der CO₂ Ausstoß bliebe konstant, aber die Gesellschaft hätte 55 € - 20 € = 35 € gespart.

¹³ Mit GVK₁, GVK₂ und GVK₃ in Abbildung 3 sind jeweils unterschiedliche Preise verbunden (p₁, p₂ oder p₃). Wäre z.B. GVK₃ die wahre Grenzvermeidungskostenkurve, als CO₂-Preis würde aber p₂ festgelegt, so würde ineffizient viel CO₂ vermieden (die Menge würde durch den Schnittpunkt von GVK₃ und p₂ determiniert, der links von der effizienten „Tipping point“ Menge liegt).

[17] Die Einheitlichkeit des Preises ist also ein Mittel, um ein angestrebtes Umweltziel (die zuvor, bei allen diskutierten Schwierigkeiten ermittelte CO₂-Menge) mit den **geringstmöglichen Kosten** zu realisieren. Dies ermöglicht der Gesellschaft, die so gesparten Ressourcen (im Vergleich z.B. zu einer unterschiedlichen Bepreisung von Verkehr und Wärme wie im Vorabschnitt beschrieben) für andere Zwecke (Konsum oder Investition) einzusetzen; oder auch das Umweltziel ambitionierter zu gestalten (die CO₂-Menge weiter zu reduzieren).

b) Weitere Gesetzesziele neben dem Klimaschutz

aa) Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung

[18] Neben „Klimaschutz“ erwähnen EEG und EEWärmeG als Gesetzesziele noch „eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung“ und die Schonung fossiler Energieressourcen als **weitere Gesetzesziele** (§ 1 Abs. 1 EEG, § 1 Abs. 1 EEWärmeG).

[19] Der Brundtland-Report definierte 1987 **nachhaltige Entwicklung** (sustainable development) allgemein als “[development] that ... meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs”.¹⁴ Dahinter steht die leicht einsehbare moralische Forderung, nicht auf Kosten nächster Generationen zu leben.

[20] Diese Forderung kann für die im Gesetzestext angesprochenen fossilen Ressourcen wie Kohle, Gas und Öl nicht lauten, dass jede Generation gleich viele Ressourcen zur Verfügung haben muss. Denn dann dürfte keine Generation etwas nutzen, denn dies würde nachfolgenden Generationen fehlen. Vielmehr muss es insgesamt um die Lebensumstände gehen, unter denen verschiedene Generationen leben. Ökonomen haben sich schon früh darum bemüht, sozial optimale Abbaupfade herzuleiten (**Hotelling-Regel**).¹⁵

[21] Man könnte nun fragen, ob in der Realität von diesen sozial optimalen Pfaden abgewichen wird, in dem z.B. schneller abgebaut wird und die heutige Generation somit auf Kosten zukünftiger lebt. Diese Sorge ist für fossile Ressourcen unbegründet. Denn für fossile Ressourcen gibt es **zwei potentielle Begrenzungen**, wobei Hotelling nur die erste vor Augen hatte: 1) die verfügbare Menge in der Erde (**Quelle**) und 2) die Menge, die durch Nutzung als Abfallstoff in der Atmosphäre deponiert werden kann, ohne das Klima ernsthaft zu verändern (**Senke**).

[22] Es scheint außer Frage zu stehen, dass die für die Weltbevölkerung **bindende Beschränkung die Senke** ist: Wir haben sehr viel mehr CO₂-haltige Brennstoffe zu günstigen Förderkosten zur Verfügung als wir jemals mit Rücksicht auf den Klimawandel verbrennen dürften. Das „Carbon Budget“, das zur Einhaltung der Klimaziele wie dem „2° Ziel“ führt, erlaubt nur einen Bruchteil der erschließbaren Ressourcen zu verbrennen.¹⁶ Für eine Beschränkung des Ressourcenabbaus (zumindest für fossile Ressourcen) aus Gründen der „Ressourcenschonung“ spricht daher wenig. Wenn, dann geht es um „Nachhaltigkeit“ im Sinne der Schonung der Atmosphäre als CO₂-Senke. **Ressourcenschonung** in diesem Sinne kann daher **kein eigenständiges umweltökonomisches Ziel** sein, sondern ist im Effekt identisch mit dem Ziel „Klimaschutz“.

¹⁴ Brundtlandt, Tz. 27.

¹⁵ Hotelling.

¹⁶ IPCC, Special Report, S. 13.

bb) Technologieförderung

[23] Als weiteres Ziel nennt der Gesetzestext die Weiterentwicklung von Technologien im Bereich der Erneuerbaren Energien zu fördern. Technologieförderung kann als Teil der „**Wissensförderung**“ ökonomisch sinnvoll sein. Dies ist immer dann der Fall, wenn es sich um Grundlagenforschung handelt. Diese hat meistens den Charakter eines öffentlichen Gutes. Es ist „nicht rival im Konsum“, das heißt, die Möglichkeit, das Wissen zu nutzen, wird nicht eingeschränkt, wenn jemand anderes das Wissen ebenfalls nutzt. Genau aus diesem Grund sollten auch keine potentiellen Nutzer ausgeschlossen werden (sie beeinträchtigen niemanden). Typischerweise ist es dann auch schwierig, auf Märkten Preise für diese Art von Wissen durchzusetzen, es sei denn mit Hilfe von immateriellen Vermögensrechten, wie z.B. dem Patentrecht.

[24] Eine reine **Nutzungsförderung** einer etablierten Technologie, wie sie das EEG oder das EEWärmeG vorsieht, wird in diese Kategorie kaum fallen. Hier geht es darum, eine Technologie in der Breite durchzusetzen und nicht darum, z.B. Prototypen zu entwickeln. Diese Förderbegründung wird für die Gegenstände von EEG und EEWärmeG kaum herangezogen werden können.

[25] Gerade weil es nicht um Grundlagenforschung, sondern um die Umsetzung einer relativ weit entwickelten Technologie in der Breite geht (also um hohe Stückzahlen), könnte die Förderung von Lerneffekten relevant sein. **Lerneffekte** stellen eine besondere Form von Größenvorteilen dar. Sie beruhen auf der schlichten Überlegung, dass, wer viel macht, viele Fehler macht, aus diesen viel lernt, und so schneller besser wird. Bleibt man, wie das gerade bei neuen Produkten und Märkten typisch ist, zunächst bei geringen Stückzahlen, würden diese Lerneffekte ausbleiben. Dem könnte man entgegenwirken, in dem man indirekt den Output fördert, nämlich durch eine Bezuschussung der Nachfrage, wie dies de facto im EEG geschieht (eine „großzügige“ Einspeisevergütung für Solarpaneele kurbelt die Nachfrage an, also werden mehr Paneele gebaut).

[26] Ob signifikante Lerneffekte in der EE-Branche zu realisieren sind und wenn ja, ob sie sich deutlich von anderen Technologien unterscheiden, ist in der Literatur umstritten.¹⁷ Lerneffekte sind sehr **schwer messbar**, da sie kaum von anderen Größenvorteilen zu isolieren sind. Fixkostendegression ist eine typische und fast für alle Produktionsprozesse für bestimmte Ausbringungsmengen zutreffende Eigenschaft. Gleichwohl wird man solche „nicht-Konvexität“ in der Produktion nicht allgemein als Förderanlass nehmen, würden so doch fast alle Produktionsprozesse potentiell förderwürdig.

[27] **Technologieförderung als Grundlage EE-Förderung**, wird aus ökonomischer Perspektive daher zumeist **kritisch** betrachtet. Entweder handelt es sich um eine spezifische Form der Industriepolitik, die letztlich auf der Vorstellung beruht, dass der Politikprozess besser in der Lage ist, vorteilhafte privatwirtschaftliche Tätigkeiten zu identifizieren, als die Privatwirtschaft selbst. Oder die positiven Effekte, z.B. auf Beschäftigung oder Wachstum, beruhen darauf, dass andere Marktunvollkommenheiten (z.B. inflexible Preise auf Waren- oder Arbeitsmärkten) durch entsprechende staatliche Fördermaßnahmen in spezifischen Bereichen (wie der EE-Förderung) in gewissem

¹⁷ Siehe für eine kritische Diskussion *Jamash/Köhler*. Eine aktuellere Übersicht über die große Spannweite gemessener Lernraten siehe *Rubin et. al.*

Umfang kompensiert werden können. Dabei stellt sich einerseits die Frage, warum man Arbeitsmarkt- oder Wachstumsprobleme nicht direkt zu lösen versucht; andererseits sind die Abschätzungen möglichen Wachstums- und Beschäftigungswirkungen der EE-Förderung überwiegend ernüchternd klein oder sogar negativ.¹⁸

cc) Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten

[28] Minderung der **Abhängigkeit von Energieimporten** wird schließlich vom EE-WärmeG als letztes Gesetzesziel genannt (§ 1 Abs. 1 EEWärmeG). Dahinter scheint häufig die Vorstellung zu stehen, ein Land könne gesamtwirtschaftliche Einsparungen realisieren, wenn es (Rohstoff-)Importe durch eigene Produktion oder durch Investitionen in sparsamere Technologien substituiert. Ein weiteres Argument sind politische Abhängigkeiten, die sich aus Importabhängigkeiten ableiten könnten.

[29] Zunächst ist **einzelwirtschaftlich** klar, dass Investitionen in Rohstoffersparnis dem Kalkül folgen: „Was muss ich heute mehr ausgegeben (z.B. für neue, effizientere Technologien), und was spare ich zukünftig dafür an Rohstoffkosten?“. Fällt dieses Kalkül negativ für die Einsparinvestition aus, würde der Entscheidungsträger offensichtlich schlechter gestellt, wenn er – z. B. per Gesetz – dennoch zur Einsparinvestition gezwungen würde. Vor diesem Hintergrund ist bereits unklar, warum sich die gesamte Volkswirtschaft besserstellen sollte (durch erzwungene Importsubstitution), wenn ihre Mitglieder individuell schlechter gestellt werden.

[30] In der **klassischen Handelstheorie** (Ricardo, Heckscher-Olin) ist die Konzentration der Produktion (bzw. Produktionsmöglichkeit) eines Gutes in einem Land für den internationalen Handel grundsätzlich kein Problem. Es wird vollständige Konkurrenz angenommen. Im Wettbewerb spezialisieren sich Länder (genauer: die privaten Akteure in den Ländern) darauf, wo ihre komparativen Kostenvorteile liegen. Im klassischen Beispiel von Ricardo produziert Portugal sowohl Wein als auch Wolle günstiger als England. Der Vorteil ist aber größer bei Wein. Dann ist es sinnvoll (und geschieht auch im Wettbewerbsgleichgewicht), dass sich England auf Wolle, Portugal auf Wein spezialisiert. Es kommt also zu „Importabhängigkeiten“, die zum gegenseitigen Vorteil wirken.

[31] Gerade bei Öl und Gas besteht aber häufig die Sorge, dass die Versorgung nicht auf wettbewerblichen Märkten geschieht. Hier könnte dann **Marktmacht** ausgeübt werden und das Importland (z.B. Deutschland) könnte überhöhte Preise (im Vergleich zum Wettbewerbsniveau) zahlen müssen. Dann würde der Importpreis nicht die Grenzkosten der ausländischen Produktion widerspiegeln, sondern auch einen Marktmacht-Aufschlag beinhalten, wodurch sich das Exportland auf Kosten des Importlandes bereichern könnte.

[32] Tatsächlich gibt es einige Evidenz dafür, dass Länder, deren **Bezugsportfolio** auf wenige oder einen Lieferanten (z.B. Russland) begrenzt ist, höhere Rohstoffpreise zahlen müssen. Dies ist gut für die europäische Gasversorgung und die Rolle von Gaz-

¹⁸ Böhlinger et. al., Green hopes, S. 277-278. Die negativen Ergebnisse beruhen zumeist aus den Effekten der Finanzierung der Fördermaßnahmen, die natürlich mit zu bedenken sind. Durch die Finanzierung fehlen Ressourcen in anderen Wirtschaftssektoren, die dort gegenläufige Beschäftigungs- und Wachstumseffekte erzeugen.

prom dokumentiert.¹⁹ Besonders relevant ist dieses Problem bei Gas nur für die osteuropäischen Länder. Das Bezugsportfolio für Deutschland ist, trotz des hohen Anteils an Importen aus Russland, deutlich diversifizierter (Bezug aus Norwegen, Holland, Flüssiggasimporte indirekt über Rotterdam oder Zeebruges). Ähnliches gilt für den Bezug von Öl, wo der Tanker-basierte Welthandel relativ gute Wechselmöglichkeiten bietet.

[33] Würde man gleichwohl auch für Deutschland eine Abhängigkeit von wenigen marktmächtigen Lieferanten befürchten, wäre das **Ausweichen auf erneuerbare Energien** ein sinnvolles Gegenmittel. Dabei ist darauf zu achten, ob nicht an anderer Stelle gefährliche Importabhängigkeiten entstehen (statt bei Brennstoffen bei wichtigen Materialien für den Bau und Wartung von EE, wie z.B. seltenen Erden).²⁰

2. Positive Analyse: Umsetzung und Wirkung der EE-Förderung im Stromsektor

[34] Die Förderung erneuerbarer Energien bezieht sich zunächst auf den gesamten Energiesektor. So hat die Bundesregierung als ein Ziel formuliert, dass der Anteil der EE am gesamten Bruttoenergieverbrauch kontinuierlich von 15% (2015), auf 18% (2020), auf 30% (2030) bis schließlich auf 60% (2050) gesteigert werden soll.²¹ Die größten Veränderungen haben sich in der Vergangenheit im Bereich der **Stromerzeugung** ergeben. Kernstück der Energiepolitik der „Energiewende“ war das EEG und wird dies vermutlich auch weiterhin bleiben. Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher vorrangig auf das EEG und den Stromsektor.

a) Voraussetzungen und Rahmenbedingungen der EE-Förderung in Deutschland

aa) EE-Förderung des EEG und das EU Emissionshandelssystem (EU-ETS)

[35] Der Gesetzgeber in Deutschland nutzt beim Klimaschutz **mehrere Instrumente**.²² Die wichtigsten sind die Teilnahme am europäischen Emissionshandel (European Emission Trading System, EU-ETS) und die Förderung von erneuerbaren Energien durch nationale Gesetzgebung, v.a. EEG und EEWärmeG. Gerade die gleichzeitige Verwendung dieser beiden Instrumente wird kontrovers diskutiert.

[36] Das Emissionshandelssystem wird auch als „**cap and trade**“ System bezeichnet: Die Gesamtmenge an Emissionen wird „gekappt“, indem eine entsprechende Menge an Emissionsrechten vergeben wird, die wiederum handelbar sind („trade“). Tatsächlich ist in Europa die CO₂-Emissionsmenge der Energiewirtschaft in diesem System festgelegt. Sie folgt einem sinkenden Pfad, und die jährliche absinkende Menge an Zertifikaten entspricht dem CO₂-Einsparungsbeitrag des Sektors.

¹⁹ Henderson/ Mitrova.

²⁰ Angerer et. al.

²¹ BMWi, 5. Monitoringbericht zur Energiewende, 2016, S. 7.

²² Zum „Instrumentenmix“ allgemein vgl. Höffler, S. 29 f..

[37] Auch wenn im EU-ETS die CO₂-Menge (in Europa) nicht ganz exakt festgelegt ist,²³ so führt die Mengenfestlegung doch dazu, dass CO₂-Einsparungen durch zusätzliche, öffentlich geförderte EE-Anlagen (v.a. Wind und Solar), weitgehend **wirkungslos verpuffen**. Die verstärkte Erzeugung von Strom durch Wind und Sonne in Deutschland kann die Gesamtmenge an CO₂ Emissionen in Europa nicht verändern, da diese bereits im Emissionshandelssystem festgelegt ist.

[38] Eine staatliche Förderung von EE durch z.B. das EEG hat damit keine Klimawirkung, sondern im Rahmen des EU-ETS nur eine **Preiswirkung**. Ceteris paribus sinkt die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten und damit auch ihr Preis. Letztlich werden Emissionen nur innerhalb des Geltungsbereiches des Emissionshandelssystems verschoben: in Deutschland werden weniger Zertifikate genutzt, dafür in anderen Ländern, die am Emissionshandel teilnehmen, mehr.

[39] Für eine zusätzliche Förderung erneuerbare Energien, neben einem Zertifikatehandel, werden typischerweise zwei Argumente vorgebracht. *Erstens*: Im Energiesektor könnten neben den Klimaeffekten noch **weitere Externalitäten** eine Rolle spielen, die weitere Instrumente erfordern. Ein Beispiel hierfür könnten ausgeprägte **Lerneffekte** bei neuen Technologien – wie EE – darstellen. Es könnte sein, dass in einer rein marktwirtschaftlichen Lösung der Anreiz zu klein ist, in neue Technologien zu investieren, und die Produktionsmenge so stark zu steigern, dass die Lerneffekte tatsächlich durch sinkende Stückkosten langfristig realisiert werden können. Aus dieser Sicht könnten Fördermaßnahmen, die die Menge erhöhen (z.B. durch Subventionierung des Absatzes wie im EEG), sinnvoll erscheinen. Ob dies für die relativ ausgereiften Technologien Wind und PV (immer noch) zutrifft, ist allerdings fraglich (vgl. Rn. 25-26).

[40] *Zweitens*: Es könnte sein, dass mehrere Förderinstrumente notwendig sind, um das angestrebte Ziel politisch oder administrativ überhaupt umsetzen zu können. Die Politikwissenschaft betont, dass auch Staaten in ihren Möglichkeiten, bestimmte Instrumente anzuwenden, beschränkt sein können („state capacity“) und dadurch gezwungen sein könnten, statt des theoretisch besten, das beste verfügbare Instrument (oder einen Mix aus Instrumenten) zu wählen.²⁴ Die Kombination mehrerer Steuerungselemente mag daher die **praktische Durchsetzung** klimapolitischer Zielsetzungen erleichtern; so mag es sein, dass eine direkte EE-Förderung mehr Unterstützung für eine entsprechende Umweltpolitik sichert.²⁵

[41] Ob dies eine zusätzliche EE-Förderung neben einer CO₂-Bepreisung (z.B. im Rahmen des EU-ETS) rechtfertigt, ist gleichwohl umstritten.²⁶ Die **Mehrzahl der wirt-**

²³ Flexibilität entsteht, bzw. entstand, durch die Nutzung der sog. „Joint Implementation“ und des „Clean Development Mechanism“, der eine Verrechnung europäischer Verschmutzung mit außereuropäischer Einsparung erlaubt. Auch die Unklarheiten darüber, ob Zertifikate einer Handelsperiode in die nächste übertragbar sind, schafft Unsicherheit über die exakte Emissionsmenge pro Periode.

²⁴ Howlett, S. 42-44. Siehe auch Höffler, S. 40-41.

²⁵ Vgl. Kalkul/Edenhofer/Lessmann, mit weiteren Literaturhinweisen.

²⁶ Sehr kritisch hierzu die nachfolgend genannten ökonomischen Beratungsgremien, ebenso Kalkul et. al.. Positiv dagegen z.B. Lehmann, Journal of Economic Surveys 26 (2012) (26, 1), 71-97.

schaftswissenschaftlichen Politikberatungsgremien in Deutschland (Wissenschaftliche Beirat beim Bundeswirtschaftsministerium²⁷, Sachverständigenrat²⁸, Monopolkommission²⁹) und auch die Expertenkommission der Bundesregierung zum Monitoring der Energiewende³⁰ präferiert, das Klimaschutzziel allein durch einen CO₂-Preis zu realisieren und sieht den zusätzlichen Einsatz von EE-Förderung innerhalb des EU-ETS sehr kritisch.

bb) Der (abnehmende) Wert der EE für das Stromsystem

[42] In wettbewerblichen Märkten signalisiert der **Marktpreis den Wert des gehandelten Gutes**. Das gilt auch für den Strommarkt. In der Vergangenheit galt regelmäßig, dass der Strompreis im Zeitverlauf zwei Spitzen aufwies: Um die Mittagszeit und am frühen Abend. Nachts war der Strompreis dagegen niedrig, ebenso an Wochenenden. Dahinter stand das Verhalten der Stromverbraucher, der privaten Haushalte, mit Verbrauchsspitzen mittags und am frühen Abend, sowie der Industrie, mit höheren Verbräuchen an Werktagen im Vergleich zum Wochenende. Strom war zu den Spitzenpreiszeiten relativ knapp und daher teuer.

[43] EE aus Wind und PV (und auf diese wichtigsten EE-Quellen in Deutschland beschränken sich die folgenden Ausführungen) sind wetterabhängig („**dargebotsabhängig**“). Allerdings haben sie keine Treibstoffkosten: Selbst ohne Förderung oder gesetzlichen Einspeisevorrang würden sie, einmal gebaut, (fast) immer Strom verkaufen, wenn sie denn laufen, da ihre kurzfristigen variablen Kosten („Grenzkosten“) gleich Null sind. Dadurch erzielen sie selbst bei sehr geringen Preisen noch Deckungsbeiträge; anders als z.B. ein Kohlekraftwerk, das sein Angebot einstellt, wenn der Preis unter die Treibstoffkosten sinkt.

[44] EE-Anlagen verkaufen daher immer Strom, wenn sie ihn generieren können (Wind, Sonnenschein). An der typischen Preiskurve (Mittags- und Abendspitze) änderte sich solange nichts, wie die EE-Kapazitäten so klein waren, dass sie den Strompreis kaum beeinflussten. Dies wandelt sich jedoch drastisch, wenn – wie in Deutschland – die **EE-Kapazitäten sehr groß** werden. An sonnigen Tagen ist die Mittagsspitze weg: Alle PV-Anlagen liefern Strom, und so herrscht mittags keine relative Knappheit mehr, und der Strompreis ist mittags oft nicht mehr hoch, sondern besonders niedrig.

[45] Die „Dargebots-Abhängigkeit“ (die Abhängigkeit von den meteorologischen Gegebenheiten) eines großen Teils der installierten Stromerzeugungskapazitäten hat einen wichtigen Effekt auf das Stromsystem und damit auf die EE-Kapazitäten selbst. Werden die EE-Anlagen in meteorologisch ähnlichen Regionen installiert, ergibt sich ein sehr starker **Gleichzeitigkeitseffekt**. Da die Ost-West-Ausdehnung Deutschlands relativ gering ist, gilt: die mittägliche Erzeugungsspitze für PV-Anlagen ist in ganz Deutschland immer um dieselbe Uhrzeit (12 Uhr). Die meisten Windanlagen sind an der Nordseeküste und der norddeutschen Tiefebene installiert: Herrscht dort starker Wind, können alle Windanlagen hohe Strommengen erzeugen.

[46] Dieser Gleichzeitigkeitseffekt der dargebotsabhängigen EE impliziert, dass ihr **Wert für das Stromsystem relativ gering** ist. Der Strompreis, den die EE-Anlagen am

²⁷ Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2004, S. 6-9.

²⁸ Sachverständigenrat, Tz. 420, S. 247.

²⁹ Monopolkommission, Tz. 190, S. 72.

³⁰ Löschel et. al., 2018, Z4 (Nr. 15).

Markt im Durchschnitt erzielen können, ist niedriger als der durchschnittliche Strompreis. Überspitzt formuliert liegt dies an folgendem: Wenn kein Wind weht, ist der Preis hoch, die Windanlage kann aber nichts verkaufen. Wenn Wind weht, kann sie produzieren, aber alle anderen Windanlagen auch, daher ist der Preis niedrig, und der Erlös daher auch. Das bedeutet, das für ein Stromsystem, bei dem 30% der Erzeugung aus Wind und PV stammen, eine weitere Windanlage, die mit hoher Gleichzeitigkeit zu den bestehenden produziert, von geringem Wert für das Stromsystem ist: Sie erzeugt Strom fast nur dann, wenn er kaum benötigt wird.

[47] Diesem „Fluch der Gleichzeitigkeit“ können Anlagenbetreiber aber (zu einem gewissen Umfang) entkommen. Und sie werden dies auch tun, wenn sie in den **Markt integriert** sind, sprich, ihre Einkünfte vom Marktpreis abhängen. Anlagenbetreiber werden versuchen, **Standorte zu wählen**, die nicht nur viel Wind haben (wie an der Nordseeküste), sondern auch solche in Betracht ziehen, die vielleicht etwas weniger Wind haben, bei denen der Wind aber weniger eng mit den wind- und anlagenreichen Regionen korreliert ist (z.B. in den Mittelgebirgen).³¹ PV-Anlagenbetreiber können reagieren, in dem sie ihre **Anlagen** nicht vorrangig nach Süden **ausrichten** (dies ist die Ausrichtung der meisten bestehenden Anlagen), sondern etwas mehr nach Osten oder Westen, um etwas mehr Produktion vor oder nach 12 Uhr mittags zu generieren. Schließlich können sie in **Stromspeicher** investieren, um Strom für Phasen der Knappheit aufzusparen. Ein solches Verhalten erhöht die Möglichkeiten der EE-Anlagenbetreiber, Einkommen am Strommarkt zu erzielen; gleichzeitig erhöht es auch den Wert der Anlagen für das Stromsystem.

b) Fördermechanismen der Praxis und das Ziel der Marktintegration der EE

aa) Anreizwirkungen verschiedener Fördersysteme

[48] Will man EE explizit fördern (also nicht nur indirekt im Rahmen einer CO₂-Bepreisung mit CO₂-emittierenden Technologien wettbewerbsfähig machen), so stehen grundsätzlich **drei Arten von Förderung** zur Verfügung: 1) Bezuschussung von Investitionen, 2) Festlegung einer Einspeisevergütung (feed-in tariff, FIT), und 3) Bezuschussung des Absatzes durch eine Prämie pro verkaufter kWh (feed-in premium, FIP). Alle drei Mechanismen haben unterschiedliche Anreizwirkungen. Deutschland hat sich für Variante 2), die feste Einspeisevergütung, entschieden. Mit dem EEG 2017 wurde die Einspeisevergütung jedoch zunehmend flexibilisiert und nicht mehr administrativ vorgegeben, sondern in Auktionen ermittelt.

[49] **Investitionszuschüsse** (Variante 1)) implizieren automatisch (ähnlich wie Variante 3), Preiszuschüsse) eine Marktintegration bzw. Marktorientierung für die Anlagenbetreiber. Ein Anlagenbetreiber erhält einen Zuschuss zu seinen Investitionskosten. Seine Erlöse bestreitet er dann allein aus dem Verkauf des erzeugten Stroms zum Marktpreis. Sein Umsatz ergibt sich als: $\text{Umsatz} = \text{Menge (in kWh)} \times \text{Marktpreis (€/kWh)}$. Die variablen Kosten sind (bei Wind und PV) Null, der Umsatz entspricht also weitgehend dem kurzfristigen Gewinn, genauer: er entspricht dem Deckungsbeitrag der Anlage zu den Fixkosten.³² Dementsprechend hat der Investor ein Interesse,

³¹ Elberg/Hagspiel.

³² Natürlich fallen neben den Kosten für die Investition noch Kosten während des Betriebes in Form von Betriebs- und Wartungskosten an. Diese sind jedoch – weitgehend – unabhängig von der produzierten Strommenge, und müssen aus den erläuterten Deckungsbeiträgen des Stromverkaufs bestritten werden.

den Anlagenstandort nicht nur danach auszuwählen, wo (z.B.) am meisten Wind weht, sondern auch danach, ob der erzeugte Strom zu relativ hohen Preisen verkauft werden kann. Ideal ist also ein Standort an dem seine Erzeugung möglichst wenig mit der übrigen Erzeugung (positiv) korreliert. Durch die Ausrichtung am Marktpreis entsteht so ein Anreiz, Anlagen systemdienlich zu positionieren und zu konfigurieren.

[50] Ähnliches gilt für den Fall eines **Preiszuschusses** (feed-in Prämie, FIP). Hier muss der Anlagenbetreiber die Anlage selbst finanzieren, erhält aber pro produzierter kWh einen festen Zuschuss. Sein Umsatz besteht damit aus: Menge (in kWh) x (Marktpreis €/kWh + Preiszuschuss €/kWh). Entsprechend ist der Umsatz pro kWh hoch, wenn der Strompreis hoch ist, Strom also relativ knapp ist. Auch dies setzt wiederum einen Anreiz, Anlagen so zu wählen, dass sie möglichst wenig mit der Produktion anderer (EE-) Anlagen korrelieren und damit möglichst wertvoll für das Stromsystem sind.

[51] Der in Deutschland gewählte Weg einer **festen Einspeisevergütung** dagegen entkoppelt den Umsatz der Anlagen vom Marktpreis. Der Anlagenbetreiber muss seine Anlage selbst finanzieren, erhält dann aber (für einen festen Zeitraum, z.B. 15 Jahre) einen festgelegten Vergütungssatz pro produzierter kWh. Der Vorteil für den Investor ist, dass er (anders als in Varianten 1) und 2)) kein Preisrisiko und damit wenig Umsatzrisiko³³ trägt. Dies erhöht die Attraktivität von EE-Investitionen und war sicherlich ein Grund für den rasanten Ausbau der EE-Kapazitäten in Deutschland. Allerdings verschwindet das Risiko nicht einfach, sondern wird nun von der Allgemeinheit getragen, die die Einspeisevergütung über die EEG-Umlage finanziert.³⁴

[52] Das führt dazu, dass das Interesse des Anlagenbetreibers allein darauf ausgerichtet ist, eine möglichst große Menge an EE-Strom zu produzieren. Ob dieser Strom vom System gebraucht wird, ist für sein Kalkül unerheblich. Das befördert, dass Anlagen so platziert und konfiguriert werden, dass sie mit einer **hohen Gleichzeitigkeit** produzieren. Eine feste Einspeisevergütung leistet damit einer Konzentration von z.B. Windanlagen in besonders windreichen Regionen Vorschub, wie z.B. die deutsche Nordseeküste, oder der norddeutschen Tiefebene. Neben dem Gleichzeitigkeitsproblem werden damit auch Netzprobleme verstärkt, da die Erzeugung nicht regional verteilt stattfindet.

[53] Wie die Einspeisevergütung ermittelt wird, ist für diese – für das Stromsystem ungünstige – Anreizwirkung unerheblich. Egal ob die Einspeisevergütung administrativ festgelegt wird (wie im EEG vor 2017), oder ob sie über **Auktionen** festgelegt wird (wie z.T. im EEG 2017 vorgesehen), immer gilt, dass der Umsatz eines Betreibers, wenn er eine Anlage baut, sich errechnet als: Umsatz = Menge (in kWh) x Einspeisevergütung (€/kWh). Da die Einspeisevergütung fix ist (und vom Marktpreis unabhängig) wählt er seinen Standort und seine Konfiguration so, dass die Menge maximiert wird. Der Effekt, dass alle Anlagen an ähnlichen Orten (Nordseeküste, etc.) gebaut

³³ Das Umsatzrisiko ergibt sich aus dem unsicheren Windertrag. Obgleich dieser kurzfristig stark variiert, ist das für den Investor relevante langfristige Mittel relativ sicher vorherzusagen. Auch wenn es „gute und schlechte Windjahre“ gibt, ist die Varianz für einen Zeitraum von 15 Jahren sehr gering, und damit auch das in diesem Förderregime relevante Mengenrisiko minimal. Zur Varianz über die Jahre siehe: *Henckes et. al.*, S. 934.

³⁴ Der EE-Strom wird zentral vermarktet (von den Netzbetreibern) und sein Erlös mindert das Finanzierungsvolumen, das mit der EE-Umlage aufgebracht werden muss. Entwickeln sich die Strompreise höher als erwartet, hat die Allgemeinheit Glück gehabt und sie muss weniger zuschießen; entwickelt er sich allerdings ungünstiger, dann hat sie Pech gehabt und die entsprechende EEG-Finanzierungslast und damit die EEG-Umlage wird höher.

werden, bleibt unbeschränkt auch im Falle der Auktion erhalten. Das einzige was sich ändert ist, dass die Einspeisevergütung tendenziell sinkt und nur die Anlagenbauer zum Zuge kommen, die besonders günstig produzieren können.

[54] Auktionen (bzgl. der Einspeisevergütung) sorgen daher nicht dafür, dass der Anreiz entsteht, Anlagen systemfreundlich zu wählen. Durch den Kostendruck, der durch die Auktion auf die Anlagenbetreiber ausgeübt wird, vergrößert sich vielmehr der Zwang, Anlagen dort zu platzieren, wo z.B. der Windertrag am höchsten ist, was wiederum der Gleichzeitigkeit der Produktion Vorschub leistet.³⁵ Dem kann administrativ nur entgegengewirkt werden, wenn die **Auktionen räumlich differenziert** vorgenommen werden, also bestimmte Mengen für bestimmte Regionen ausgeschrieben werden. Allerdings führt dies dazu, dass nicht mehr der Markt „automatisch“ für eine effiziente Allokation der Standorte sorgt, sondern dieses Allokationsproblem von der zuständigen Behörde gelöst werden muss.

[55] Das EEG implementiert einen entsprechenden administrativen Korrekturversuch über den sogenannten **Referenzstandort** und die „**Korrekturfaktoren**“ (§ 36 h EEG). Idealerweise wird so der im Vorabsatz genannt Effekt beseitigt oder zumindest abgeschwächt. Allerdings gelten hierfür auch die genannten Informationsprobleme: Der Staat – hier sogar der Gesetzgeber und nicht einmal die Regulierungsbehörde – betreibt „Feinsteuerung“, um Standorteffekte präzise auszugleichen. Was durch fixe Standorteffekte, die am Windertrag ausgerichtet sind, nicht geleistet werden kann, ist die notwendige Marktorientierung. Gleichzeitigkeitseffekte – dass also ein „windarmer“ Standort besonders wertvoll sein kann, weil er wenig mit dem übrigen Windertrag korreliert ist – sind wichtig, aber auch schwer administrativ (und für die Zukunft) festzulegen. Diese zunehmend bedeutsamen Effekte können durch die Korrekturfaktoren kaum Berücksichtigung finden.

bb) Marktintegration der EE

[56] Oft wird eine „**Marktintegration der Erneuerbaren**“ (genauer: die Integration von Wind- und PV-Anlagen in den Strommarkt) als erstrebenswert angesehen. Der Gesetztext spricht davon (§ 2 Abs. 2 EEG) ebenso wie die Gesetzesbegründung³⁶. Was genau unter Marktintegration zu verstehen ist, wird dabei nicht weiter definiert. Relevant sind im Wesentlichen zwei Aspekte: 1) die Orientierung am (Großhandels-) Marktpreis und 2) die Zugehörigkeit zu Bilanzkreisen.

[57] **Marktpreisorientierung:** Ziel ist es, keine Verzerrungen in das Marktgeschehen einzuführen und sich damit dem gesellschaftlichen Optimum, einer unverzerrten, wohlfahrtsmaximalen Allokation als Ergebnis eines Wettbewerbsgleichgewichtes, so gut wie möglich anzunähern. Vollständige Marktintegration würde bedeuten, dass EE-Erzeuger den Marktpreis erhalten, aber keine weiteren Zuschüsse. Eine abgeschwächte Form der Marktintegration würde fordern, dass zwar Zuschüsse gezahlt werden dürfen, diese aber das Verhalten der EE-Erzeuger am Markt gegenüber einer vollständigen Marktintegration (weitestgehend) nicht verzerren.

³⁵ Im Übrigen müssten bzgl. PV nicht nur regional differenzierte Ausschreibungen stattfinden, sondern auch Ausschreibungen hinsichtlich der Ausrichtung der Anlagen. Dies verdeutlicht, welches Detailwissen die Behörden haben müssten, was – in marktkonformen Verfahren 1) und 2) – von den Investoren aus Eigeninteresse eingebracht würde.

³⁶ Bundestag, Gesetzentwurf. BT-Drucksache 18/8860, S. 156.

[58] Letzteres würde z.B. durch die im Vorabsatz diskutierte Bezuschussung in Form von **Preiszuschüssen** (feed-in premium) erlauben. Wie dort ausgeführt, führt ein Zuschlag dieser Art dazu, dass die Entscheidungen hinsichtlich Investition (Ort, Dimensionierung, Ausrichtung) und Betrieb (Dispatch) identisch wären zu der unter vollständiger Marktintegration. Einziger (und erwünschter) Unterschied ist, dass mehr EE-Anlagen gebaut und mehr EE-Strom erzeugt würde, als dies ohne Zuschuss geschehen würde.

[59] Eine vollständige **Marktintegration ohne Zuschuss** wäre eine Situation, wie sie als optimale ökonomische Antwort auf das Klimaproblem im Abschnitt *bb) Die ökonomische Lösung* skizziert wurde. Erzeugungsarten ohne negative Externalitäten (wie CO₂-freie Stromerzeugung aus Sonne und Wind) werden nicht marktfähig, in dem sie bezuschusst werden, sondern indem Erzeugungsarten mit negativen Externalitäten mit den (Grenz-)Schadenskosten in Form eines CO₂-Preises belegt werden. Überschlagsmäßig wären (Stand 2017/18) v.a. Windanlagen an Land bei einem CO₂-Preis von 30-50 €/t CO₂ wettbewerbsfähig gegenüber Stromerzeugung aus Kohle, d.h. sie würden Kohlekraftwerke auch ohne einen Zuschuss verdrängen.

[60] Ein wichtiger Anlass, Marktintegration voranzutreiben, war das zunehmende Auftreten negativer Preise an der Strombörse. **Negative Strompreise**, also das Phänomen, dass Erzeuger Geld dafür bezahlen, damit ihnen erlaubt wird, Strom ins Netz einzuspeisen, beruhte zum Großteil auf der Regulierung, die einen physischen Einspeisevorrang für EE-Strom vorsah. Selbst dann, wenn an der Börse der Preis unter null sank – der Markt also signalisierte, dass zusätzlicher Strom schadete – musste jede kWh EE-Strom weiter ins Netz eingespeist und mit der garantierten Einspeisevergütung entlohnt werden³⁷. Die effiziente Art, dies zu ändern, ist es, die Erzeugung durch EE-Anlagen (v.a. Wind) zu stoppen, da hier in der Regel kaum An- und Abfahrtskosten anfallen. Würden EE-Anlagen den Marktpreis erhalten, dann hätten sie automatisch den Anreiz, bei negativen Preisen die Produktion einzustellen. So würde das kostenintensive An- und Abfahren konventioneller Anlagen vermieden werden.

[61] **Zugehörigkeit zu einem Bilanzkreis**: Anders als bei anderen Gütern muss bei Strom zu jedem Zeitpunkt Entnahme und Einspeisung in das System identisch sein, da nur so die Systemstabilität gewährleistet ist. Bilanzkreise dienen dieser Funktion und helfen, einen planmäßigen und damit sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Operativ trägt die Verantwortung hierfür der Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber).

[62] Die Marktteilnehmer müssen Mitglied in einem Bilanzkreis sein und dem Netzbetreiber ihre **Einspeise- und Entnahmepläne** im Voraus ankündigen, z.B. einen Tag im Voraus. Diese Pläne müssen „balanciert“ sein: Ein Stadtwerk, das viel Stromentnahme seiner Kunden bündelt, muss vorab ankündigen, wie es die Entnahme durch Strombezug ausgleichen möchte (z. B. über langfristige Lieferverträge und/oder

³⁷ Negative Preise entstehen durch die An- und Abfahrtskosten v.a. konventioneller Erzeugungsanlagen. Wenn z.B. ein Kohlekraftwerk nur in einer Stunde, z.B. zur Mittagsstunde, wo besonders viel PV-Strom zur Verfügung steht, nicht gebraucht wird, müsste dies für diese eine Stunde „abfahren“, um eine Stunde später wieder „hochzufahren“. Gerade schnelle Veränderungen des Betriebszustandes können beträchtliche Kosten verursachen. Um diese Kosten zu vermeiden, kann es für das Kraftwerk (und das Stromsystem) sinnvoll sein, die eine Stunde „durchzulaufen“, zu viel Strom zu produzieren, dafür einen negativen Preis zahlen zu müssen, solange die so verursachten Kosten unterhalb der An- und Abfahrtskosten sind. Vgl. z.B. *Andor et. al.*

Käufe an der Strombörse). Um Portfolioeffekte ausnutzen zu können, dürfen sich Marktteilnehmer zu sog. Bilanzkreisen zusammenschließen. Dann muss nicht mehr jeder einzelne Teilnehmer balanciert sein, sondern nur noch der gesamte Bilanzkreis.

[63] Auf der Basis der Bilanzkreisanmeldungen kann der Netzbetreiber planen und die Sicherheit der Versorgung gewährleisten, z.B. in dem überprüft wird, ob die angemeldeten Einspeisungen und Entnahmen **mit den verfügbaren Netzkapazitäten** sicher zu realisieren sind. Um die Marktteilnehmer anzureizen, möglichst korrekte Pläne anzumelden, müssen (für ex-post festgestellte) Abweichungen vom Plan Strafen gezahlt werden. Diese Strafen werden in Form von Entgelten für sog. „Ausgleichsenergie“ fällig, die sich berechnen aus einem administrativ festgelegten „Strafpreis“ multipliziert mit der Menge der Abweichung.³⁸

[64] Nach den ursprünglichen Regelungen des EEG waren EE-Erzeuger keine Marktteilnehmer: ihr Strom wurde immer eingespeist, und die „Vermarktung“ übernahm der Übertragungsnetzbetreiber (sprich: er verkaufte den Strom zum Börsenpreis)³⁹. Marktintegration würde nun bedeuten, dass auch jeder **Wind- und PV-Erzeuger Teil eines Bilanzkreises** würde und Pläne für den morgigen Absatz und damit die morgige Einspeisung beim Netzbetreiber einreichen müsste. Für wetterabhängige Erzeuger wie Wind und PV bedeutet eine solche Integration eine besondere Herausforderung, da sie ihre Erzeugung schlechter planen können als konventionelle Erzeuger. Bei konventionellen Erzeugern kommt es nur in relativ seltenen Ausnahmefällen zu (unvorhersehbaren) Abweichungen, z.B. bei einem kurzfristigen Kraftwerksausfall. Für Wind und PV hängt die Erfüllung der Pläne am Wetter, genauer gesagt, an der Exaktheit der Wetterprognose.

[65] Für eine einzelne PV- oder Windanlage ist es daher relativ schwierig, genau vorherzusagen, wieviel sie morgen produzieren können wird, da für einen einzelnen Standort die Wetterprognose relativ unsicher ist. Marktintegration würde daher bedeuten, dass EE -Anlagen häufig auf dem **Intraday-Markt kurzfristig zu- oder verkaufen** müssen, um ihre Planerfüllung sicherzustellen und Strafzahlungen zu vermeiden. Wegen des Gleichzeitigkeitseffektes entstehen hierbei Probleme. Wenn z.B. überraschend wenig Wind weht, ist die Residualnachfrage (= Gesamtnachfrage - EE-Einspeisung) hoch und damit der Strompreis ebenfalls hoch. In dieser Situation müsste eine Windanlage Strom zu einem hohen Preis intraday nachkaufen, um den eigenen überraschenden Produktionsausfall zu kompensieren. Bei überraschend hoher Windezeugung ist es genau umgekehrt, und die überraschend hohe Produktion kann intraday nur zu einem niedrigen Preis verkauft werden. Für EE-Anbieter ist es daher im

³⁸ „Ausgleichsenergie“ ist nicht zu verwechseln mit „Regelenergie“. Letzteres ist die Menge an elektrischer Energie, die der Netzbetreiber zur Systemstabilisierung aufbringen muss, um physikalische Ungleichheiten von Ein- und Ausspeisung zu beheben (und so die Netzfrequenz stabil zu halten). Ausgleichsenergie ist eine Basis für eine rein finanzielle Transaktion zur Disziplinierung der Marktteilnehmer. So kann es Situationen mit „Ausgleichsenergie“ geben, ohne dass Regelenergie anfällt. Beispiel: Bilanzkreis A hat eine positive Fahrplanabweichung von +10, Bilanzkreis B eine von -10. Beide müssen Ausgleichsenergie bezahlen, weil sie ihre Fahrpläne nicht eingehalten haben, da sich die Abweichungen aber physikalisch aufheben, muss der Netzbetreiber keine Regelenergie beschaffen.

³⁹ Die Einnahmen wurden verwendet um die Einspeisevergütung an die EE-Erzeuger zu finanzieren, wofür zusätzliche Mittel notwendig waren, die über die EEG-Umlage von den Stromverbrauchern erhoben wurden.

Durchschnitt mit zusätzlichen Kosten verbunden, ihre erwartete Erzeugung day-ahead zu verkaufen.⁴⁰

[66] Tun sich nun verschiedene EE-Anlagen zusammen, so sinkt nach dem Gesetz der großen Zahl für deren Gesamtoutput die **Prognoseunsicherheit** (da die Erzeugung nicht perfekt korreliert ist). Am einfachsten kann man sich dies am Beispiel verschiedener PV-Anlagen vorstellen: Angenommen die Wetterprognose sieht ein Wolkenband über Deutschland ziehen. Wo genau es aber langziehen wird, ist schwer vorherzusagen, entweder eher über Nord- oder über Süddeutschland. Für jede Anlage in Süd- bzw. Norddeutschland besteht damit einzeln eine hohe Prognoseunsicherheit. Für das Aggregat ist die Prognoseunsicherheit aber fast null: eine von beiden Anlagen, im Norden oder Süden, wird mit Sicherheit laufen, die andere nicht.

[67] Durch diese Portfolio-Effekte ergeben sich ausgesprochen starke „economies of scale“, also **Größenvorteile**: Am billigsten (im Sinne der Vermeidung von Kosten der Planabweichung) ist ein Verbund aller EE-Anlagen. Damit wäre man allerdings wieder de facto beim alten System, in dem der Netzbetreiber allen EE-Strom gemeinsam an der Börse verkauft. Ein solches „Gemeinschaftsgebot“ wäre auch schwer mit der Idee eines wettbewerblichen Marktes zu vereinbaren. Bieten aber Anlagen einzeln (oder in kleinen Verbänden), entstehen ineffiziente Kosten (d.h. Kosten, die in einem größeren Verbund vermieden werden könnten). Diese führen dann dazu, dass EE-Anlagen tendenziell weniger Strom anbieten, als dies in der effizienten Allokation geschehen würde (effizient ist es, dass immer alle Anlagen, die produzieren können, auch produzieren, mit Ausnahme von Situationen mit negativen Preisen).

c) Spezifische Neuerungen des EEG 2017

aa) Ausschreibungsverfahren für die Einspeisevergütung

[68] Zentrale Neuerung des EEG 2017 ist, dass die Sätze für die Einspeisevergütung nicht mehr administrativ festgelegt werden, sondern in einem wettbewerblichen Verfahren per **Auktion** ermittelt werden.

[69] Grundsätzlich handelt es sich beim Ausbau EE mit festgeschriebenen Mengenzielen, wie sie die deutsche Politik seit Beginn des EEG verfolgt und wie es auch mit dem EEG 2017 weiter vorgesehen ist, um ein klassisches **öffentliches Beschaffungsproblem**. Die grundlegenden Effekte sind nicht anders als z.B. beim Bau eines öffentlichen Schwimmbades: Die Gemeinde beschreibt, was sie haben möchte und schreibt den Bau dann aus. So auch beim EE-Ausbau: die Politik schreibt vor, wieviel an Wind, PV etc. Kapazitäten sie haben möchte, und private Anbieter erstellen dann die EE-Anlagen.

[70] Für (öffentliche) Beschaffung sind typischerweise zwei Arten von Vorgehen möglich:⁴¹ **Kostenzuschlagsregulierung und Festpreisverfahren**. Bei ersteren erstattet der Auftraggeber alle (nach bestimmten Regeln anerkehbaren) Kosten der Erstellung. Der Gewinn des Auftragnehmers ergibt sich typischerweise aus einem vorab ausgehandelten Kostenzuschlag („cost plus“ Regulierung). Beim zweiten Verfahren legt er

⁴⁰ Für den Fall von Anbietern mit Marktmacht findet sich dieser grundsätzliche Effekt sich bereits in *Bessembinder/Lemmon*; verstärkt wird der Effekt, wenn die Merit Order der konventionellen Kraftwerke konvex ist. Siehe hierzu und spezifisch für den Einsatz von EE-Technologien am Beispiel einer quadratischen Merit Order: *Obermüller*.

⁴¹ Zum Folgenden vgl. *Laffont/Tirole*, z.B. S. 40.

vorab einen Preis fest, zu dem er das Gut (Schwimmbad; bestimmte Menge an Wind-Strom Kapazität, etc.) erwirbt. Der Gewinn des Verkäufers ergibt sich dann aus der Differenz zwischen dem festgesetzten Preis und den tatsächlichen Kosten.

[71] Es ist klar, dass bei **asymmetrischer Information über die tatsächlichen Kosten** in beiden Verfahren Probleme auftauchen. Bei Kostenzuschlagsregulierung kontrolliert der Auftraggeber sehr genau den Gewinn, der beim Auftragnehmer entsteht. Allerdings hat der Auftragnehmer keinen Anreiz Kosten bei der Erstellung einzusparen (je nach Ausgestaltung entstehen sogar Anreize, besonders viele Kosten zu produzieren). Beim Festpreisverfahren hat der Auftragnehmer sehr starke Anreize, effizient zu handeln, da jede Kostenersparnis 1:1 seinen Gewinn erhöht. Das wiederum ist hier das Problem: der Gewinn des Auftragnehmers ist bei asymmetrischer Information über die tatsächlichen (effizienten) Kosten nicht kontrollierbar.

[72] Dadurch entsteht typischerweise die Situation, dass (hohe) **Renten** beim Auftragnehmer entstehen; also Gewinne, die über das marktübliche hinausgehen, und die nur auf seinem Informationsvorsprung gegenüber dem Auftraggeber beruhen. Denn der Auftraggeber wird den Festpreis nicht zu knapp kalkulieren, da er dann Gefahr läuft, dass das erwünschte Gut, sei es das Schwimmbad, sei es die Windturbine, nicht erstellt wird. Also irrt er systematisch bei der Festlegung des Preises zugunsten des Auftragnehmers.

[73] Dies ist die Situation unter dem **EEG vor 2017** (mit einigen Ausnahmereichen, in denen schon zuvor Ausschreibungen teilweise vorgenommen wurden). Der Auftraggeber schrieb einen Preis aus (die technologiespezifische Einspeisevergütung)⁴² und wer wollte (also Kosten unterhalb des Preises hatte) baute Anlagen.⁴³ Zwei Probleme sind diesem Verfahren inhärent: Erstens hat der Auftraggeber **keine genaue Kontrolle über die Menge**. Tatsächlich sind phasenweise deutlich mehr Anlagen gebaut worden, als eigentlich beabsichtigt waren: der öffentliche Auftraggeber hat also eine größere Menge (konkret: an PV-Anlagen⁴⁴) erworben, als er haben wollte (in der Analogie: ein größeres Schwimmbad erhalten, als er haben wollte). Zweitens war unklar, ob die Auftragnehmer nicht **ungerechtfertigt hohe Gewinne** machen, bzw. nicht hinreichend gezwungen sind, möglichst effizient vorzugehen.⁴⁵

⁴² Genauer gesagt ist der „Preis“ für eine Anlage nicht exakt festgeschrieben, denn dieser ergibt sich aus (festgeschriebenem) Entgelt in Euro pro kWh x produzierter Menge (in kWh). Hierbei besteht bzgl. der Menge eine gewisse, wetterbedingte Unsicherheit. Diese ist in der kurzfristigen Betrachtung, von Tag zu Tag, sehr groß. Über eine Laufzeit von typischerweise 15 Jahre ist der Wind bzw. PV Ertrag einer Anlage allerdings sehr gut zu prognostizieren und die Unsicherheit für den Gesamtoutput ist gering. Damit ist also der Gesamtpreis aus „Entgelt x Gesamtmenge“ nur mit einer sehr geringen Unsicherheit behaftet.

⁴³ Für die ökonomische Beurteilung ist unerheblich, wie der Preis genau gezahlt und finanziert wird. Die Zahlung aus dem EEG erstreckt sich über einen längeren Zeitraum, den der Anbieter entsprechend diskontieren und kalkulieren kann. Ob der Staat als Auftraggeber dies über Steuern, oder indirekt über eine Abgabe auf den Stromverbrauch finanziert, ist eben falls ohne Belang.

⁴⁴ In den Jahren 2009 bis 2012 wurden durchschnittlich etwa 7 GW PV Leistung zugebaut (vgl. Bundesnetzagentur, EEG in Zahlen 2016 Datenblatt 3.1, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html, zuletzt abgerufen am 28.5.2018), und damit die gewünschte Menge von 2,5-3,5 GW pro Jahr deutlich überschritten (Löschel et. al., S. 34).

⁴⁵ „The best of all monopoly profits is a quiet life“, ist ein berühmter Satz, der Sir John Hicks zugeschrieben wird, und der den Vorteil des Ausschlusses von Wettbewerb beschreibt. Ähnliches könnte man über eine zu laxen Regulierung sagen: „The best of all rents from public regulation is a quiet life“.

[74] Ein **Ausschreibungsverfahren**, wie mit dem EEG 2017 zumindest für größere Anlagen grundsätzlich vorgesehen, **löst** – zumindest technologiespezifisch – **beide Probleme**. Zunächst wird mit der Ausschreibungsmenge die Menge fixiert, die der Auftraggeber überhaupt im öffentlichen Beschaffungsprozess erwerben möchte. Eine „Über-Lieferung“, wie im Falle des PV-Zubaus wird also ausgeschlossen. Die Verfahren nach dem EEG 2017 sind überwiegend technologiespezifisch, d.h., die öffentliche Hand als „Besteller“ legt bestimmte Mengen an PV, Wind an Land, Wind auf See, etc. fest, die gebaut werden wollen. Und genau diese Mengen werden im neuen Verfahren auch realisiert.

[75] Dann kommen im Ausschreibungsverfahren nur die **Bieter mit den günstigsten Angeboten** zum Zuge. Ein „Angebot“ ist der Zuschuss den ein Bieter verlangt, damit er bereit ist, eine Anlage zu bauen. Konkret ist dieser Zuschuss der im Gesetz sogenannte „**anzulegende Wert**“ (§ 3 Nr. 3 EEG), bei dem es sich de facto um einen Einspeisetarif handelt, zu dem der Bieter bereit ist, die Anlage zu errichten.⁴⁶ Der Wettbewerb unter den Anbietern ersetzt damit die Abschätzung der Kosten durch den Auftraggeber. Herrscht bei der Ausschreibung intensiver Wettbewerb, so ist zu erwarten, dass der Zuschlagspreis in Richtung der tatsächlichen Kosten getrieben wird. Tatsächlich zeigen die ersten Ausschreibungsergebnisse auch, dass die Zuschlagspreise teilweise sehr deutlich unter den zuvor geltenden, administrativ festgelegten Einspeisevergütungen lagen.⁴⁷

[76] Das Ausschreibungsverfahren verbessert damit eindeutig den **öffentlichen Beschaffungsprozess**. Angestrebte EE-Ausbauziele werden treffsicherer und (ausreichenden Wettbewerb bei den Ausschreibungen vorausgesetzt) günstiger erreicht. Das Ausschreibungsverfahren ändert jedoch nichts daran, ob die öffentliche Beschaffung von EE-Kapazitäten an sich ökonomisch sinnvoll ist. Hier bleiben die zuvor beschriebenen **ökonomischen Kritikpunkte** weiter gültig. Eine ökonomisch effiziente Klimapolitik erfordert vorrangig einen (flächendeckenden, hinreichend hohen) CO₂-Preis. **Für eine zusätzliche Förderung von EE-Anlagen spricht ökonomisch wenig**, auch wenn sie, wie durch die Ausschreibungsverfahren des EEG 2017, zielgenauer und kostengünstiger beschafft werden.

bb) Zur Beurteilung der Ausschreibungsverfahren (Auktionsregeln)

[77] Bei den Auktionen steht eine feste Nachfrage (die Menge an gewünschtem Zubau von, z.B. Wind an Land, in einem Jahr) dem Angebot verschiedener potentieller Investoren gegenüber, wobei die Investoren unterschiedliche Mengen zu potentiell unterschiedlichen Preisen anbieten können. In der Auktionstheorie spricht man von „**multi-unit (procurement) auction**“. Für diese Art von Auktionen werden in der Praxis üblicherweise zwei Arten von Auktionen verwendet: das Gebotspreisverfahren („pay-as-

⁴⁶ Der erfolgreiche Bieter erhält pro kWh den „anzulegenden Wert“, also eine feste, zeitinvariante Vergütung. Diese fixe Einspeisevergütung setzt sich zusammen aus dem Marktpreis (zu der jeweiligen Produktionsstunde) und der „Marktprämie“. Die „Marktprämie“ ist also zeitlich variable und schlicht die Resultante aus „anzulegender Wert“ minus Marktpreis. Der Terminus „Marktprämie“ ist insofern irreführend, als darunter häufig (zumindest in der ökonomischen Literatur) ein fester Aufschlag auf den Marktpreis verstanden wird. Darum handelt es sich bei der Marktprämie des EEG genau nicht.

⁴⁷ Vgl. z.B. die Informationen des BMWi, Nationale Ausschreibungen und Ergebnisse unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577124, zuletzt abgerufen am 20.11.2018.

bid“, discriminatory auction) oder das Einheitspreisverfahren (uniform price auction). Das EEG 2017 sieht als Standardverfahren das Gebotspreisverfahren vor.

[78] Im Folgenden werden zunächst die beiden Verfahren erläutert und die **grundsätzlichen Überlegungen** umrissen, die sich Bieter hinsichtlich optimaler Gebote machen (Bietstrategien) und die natürlich von den Bietregeln abhängen. Danach wird referiert, welche ökonomischen Erkenntnisse zum Vergleich der beiden Auktionsformate vorliegen. Der Abschnitt schließt mit einer kurzen, pragmatischen Abwägung, was bei der Wahl des Formates allgemein zu beachten ist.

[79] Unabhängig vom konkreten Bietverfahren, muss zunächst beachtet werden, dass es sich um **Mehr-Güter-Auktionen** („Multi-unit auctions“) handelt. Bei „Auktionen“ mag man zunächst „klassische“ Auktionen z. B. für Kunst (beispielsweise für die Sonnenblumen von van Gogh) vor Augen haben. Der wesentliche Unterschied hierzu ist nicht, dass es sich nicht um eine „Verkaufsauktion“, sondern um eine Beschaffungsauktion handelt (der „Staat“ will eine bestimmte Menge an z.B. Kapazität von Winderzeugung an Land „kaufen“). Der Hauptunterschied ist vielmehr, dass nicht eine Einheit gehandelt wird, sondern viele („multi-unit“). Die Gesamtzahl, die beschafft werden soll, steht zwar fest (es handelt sich um eine „einseitige“ Auktion)⁴⁸, es kann aber für Teilmengen davon geboten werden.

[80] In Mehr-Güter-Auktionen ist das Bietverhalten der Bieter sehr viel komplizierter als im Fall von Ein-Gut-Auktionen (Gemälde). Die Bieter müssen nicht nur einen Preis festlegen (den sie z. B. für die Sonnenblumen von van Gogh bieten wollen), sondern auch die Menge und können auch verschiedene Mengen zu verschiedenen Preisen anbieten. Diese **Komplexität der Handlungsmöglichkeiten** (Ökonomen sprechen vom „Strategieraum“) impliziert, dass viele einfache Regeln und Intuitionen, die in der Ein-Gut-Auktion gültig sind, nicht, oder nur beschränkt auf den Mehr-Güter-Fall übertragen werden können. Insgesamt weiß die ökonomische Forschung sehr viel weniger über den Mehr-Güter-Fall als über den Ein-Gut-Fall.

[81] Der Unterschied in den **Auktionsregeln, Einheitspreis- oder Gebotspreisverfahren**, lässt sich am besten grafisch erläutern. Nehmen wir an, die Bieter hätten das komplexe Problem, welche Mengen sie zu welchen Preisen anbieten sollen, bereits gelöst. In Abbildung 4 ist ein sehr einfacher Fall illustriert. Es gibt vier Bieter und jeder Bieter macht (nur) ein Blockgebot, die grauen Kästen 1 - 4. Die Gebote bestehen damit aus (jeweils einer) Preis-Mengen Kombination. (In der Realität können die Gebote sehr viel komplexer sein, da ein Bieter viele verschiedene „Blöcke“, d. h. Treppen-Funktionen, bieten kann.) Preise sind dabei die Zuschüsse, die ein Bieter verlangt, um eine Anlage zu bauen. Konkret sind dies die „anzulegenden Werte“ (§ 3 Nr. 3 EEG). Ausgeschrieben ist die in der Abbildung markierte Ausschreibungsmenge (60 Einheiten).

[82] In beiden Auktionsformaten kommen nur die Bieter 1 - 3 zum Zuge, diese allerdings mit ihrem gesamten Gebot. Bieter 4 erhält keinen Zuschlag. Die Auktionsformate unterscheiden sich nur in den **Einnahmen der Bieter**. Im Gebotspreisverfahren erhält jeder Bieter „sein Gebot“, also Einnahmen in Höhe seines „Blockes“, also z.B. Anbieter 1 erhält den Einnahmen in Höhe des grauen Blockes 1. Das impliziert, dass die durchschnittlichen Einnahmen pro kWh je Bieter unterschiedlich sein werden: am

⁴⁸ Eine „zweiseitige“ Auktion ist z.B. der Großhandelsmarkt für Strom, da Anbieter wie Nachfrager Gebote abgeben, die gehandelte Menge also nicht vorab feststeht.

geringsten für Bieter 1 (im Beispiel: 1 €/kWh), am höchsten für Bieter 3 (5 €/kWh). Im Einheitspreisverfahren erhält dagegen jeder Bieter pro kWh den gleichen Betrag, und dieser entspricht dem Gebotspreis des letzten berücksichtigten Gebotes (im Beispiel: 5 €/kWh).

[83] An dieser Stelle ist auf ein **häufiges Missverständnis** hinzuweisen, nämlich, dass das Einheitspreisverfahren für den Käufer ungünstiger (teurer) sein müsse.⁴⁹ Naiv würde man aus der Diskussion von Abbildung 4 schließen, dass der Käufer im Einheitspreisverfahren „unnötigerweise“ die schraffierte Fläche ausgibt ($20 \times 4\text{€} + 30 \times 3\text{€} = 170\text{€}$), die er im Gebotspreisverfahren hätte sparen können. Dies vernachlässigt, dass die Bieter ihr Gebotsverhalten an die Auktionsregeln anpassen werden.

[84] Dies gilt bereits bei vollständigem Wettbewerb, wenn also keine weiteren Probleme durch die Ausübung von Marktmacht auftreten. Bei **vollständigem Wettbewerb führen beide Auktionsformate zum gleichen Ergebnissen**. Nehmen wir zur Vereinfachung an, die grauen Blöcke 1 – 4 beschreiben die wahren (Grenz-)Kosten des Angebots der Anbieter. Wie in einem normalen Wettbewerbsmarkt auch, werden bei der Einheitspreisauktion alle Bieter gemäß ihren Grenzkosten bieten. Es stellt sich ein Preis von 5 €/MWh ein und die Anbieter 1-3 kommen (vollständig) zum Zuge. Dies ist auch effizient, da sie die niedrigsten Produktionskosten haben. Beim Gebotspreisverfahren, wenn alle Bieter den „stop-out Preis“ von 5 €/MWh richtig erraten, wird auch Bieter 1 sein Gebot anpassen und auf 5 €/MWh erhöhen und zu diesem Preis seine gesamte Menge von 20 Einheiten anbieten. Dies ist keine Ausübung von Marktmacht: Bieter 1 „nimmt den Preis als gegeben an“ (wettbewerbliches Preisnehmerverhalten) und versucht nicht, ihn durch Mengenzurückhaltung zu beeinflussen. Er wählt schlicht das optimale Gebot, gegeben einen stop-out Preis von 5 €/MWh. Analog tun dies alle Bieter. Damit entspricht das Ergebnis exakt dem der Einheitspreisauktion, v.a. auch hinsichtlich der Kosten für den Käufer.

[85] Dieses Äquivalenzresultat bricht zusammen, wenn wir annehmen, dass in der Auktion **kein vollständiger Wettbewerb** herrscht, die Anbieter also zumindest einen gewissen Spielraum für strategisches Verhalten haben, was für die Auktionen nach dem EEG durchaus realistisch erscheint. Dann führen beide Verfahren zu Ineffizienzen, jedoch verschiedener Art, verschiedenen Umfangs und mit verschiedenen Verteilungseffekten.

⁴⁹ Vgl. zu dieser und der folgenden Textziffer *Grimm et. al.*, v.a. S. 148-150.

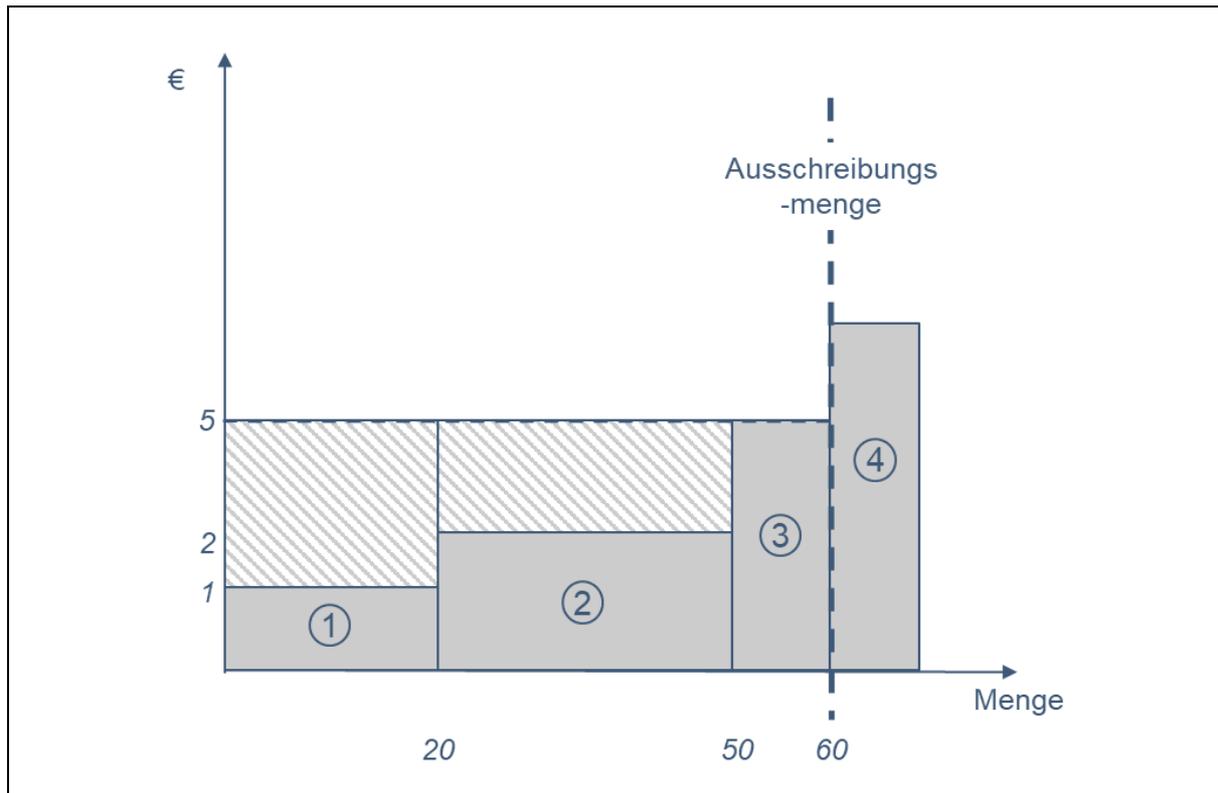


Abbildung 4: Auktionsformate (Eigene Darstellung)

[86] Im **Einheitspreisverfahren** führt strategisches Verhalten (d.h. Ausübung von (oligopolistischer) Marktmacht) zu ähnlichen Ergebnissen wie auf Märkten mit normaler, nicht über Auktionen organisierter Preisbildung. Die Bieter halten Mengen zurück, um den Preis in die Höhe zu treiben. Im Kontext von Auktionen spricht man von „**bid shading**“: die eingereichten Gebotsfunktionen liegen oberhalb der Grenzkosten. Im Beispiel von Abbildung 4 bedeutet dies: Wenn die wahren Kosten von Bieter 1 der graue Kasten 1 wären, so wäre sein gewinnmaximierendes Gebot „kürzer“ und „höher“. Dadurch wird zwar die Menge die Bieter 1 verkaufen kann kleiner, aber der Preis p wird in die Höhe getrieben.

[87] Da die Bieter nicht mehr ihre wahren Kosten im Auktionsprozess offenbaren, ist das Auktionsergebnis auch **nicht mehr effizient**. Das heißt, es kann nicht mehr garantiert werden, dass tatsächlich die günstigsten Erstellungsmöglichkeiten in der Auktion ausgewählt werden. Konkret bedeutet das im Beispiel, dass auch der ineffiziente Anbieter 4 zu einem gewissen Anteil zum Zuge käme, weil die Anbieter 1 - 3 Mengen zurückhalten.⁵⁰

[88] Während diese Grundintuition für optimales Bieten in der Einheitspreisverfahren im Grundsatz einfach und klar ist, ist die Herleitung optimaler strategischer Gebote im **Gebotspreisverfahren** schwieriger. Zunächst wird Bieter 1, wenn der graue Kasten 1 seine wahren Kosten sind, niemals ein Gebot in Form dieses grauen Kastens 1 abgeben, denn er würde im Falle des Zuschlages nur seine Kosten ersetzt bekommen und damit niemals Gewinne machen. Zunächst hat Bieter 1 – wie auch bei vollständigem Wettbewerb – den Anreiz, seine Einheiten alle zum stop-out Preis anzubieten (wenn

⁵⁰ Zu den Details vgl. *Krishna*, S. 187 ff.

dieser höher ist als eine Grenzkosten). In Gebotspreisverfahren besteht daher ein Interesse, den „**stop-out**“ Preis zu erraten und dann sein Gebot etwas unterhalb dieses stop-out Preises zu legen.⁵¹ Dies gilt wie gesehen unabhängig von der Wettbewerbsintensität. Was den Bieter abhält, allzu „aggressiv“ – also zu nahe am erwarteten stop-out Preis - zu bieten ist, dass er diesen zumeist nicht präzise vorhersagen kann. Denn stellt sich heraus, dass der stop-out Preis etwas niedriger ist, dann kommt ein allzu aggressiver Bieter überhaupt nicht zum Zuge.⁵² Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Wettbewerbsintensität den stop-out Preis beeinflusst. Auch beim Gebotspreisverfahren besteht der Anreiz, Mengen zurückzuhalten, um so den stop-out Preis zu erhöhen (und damit den Preis pro abgesetzter Einheit, da die eigenen Gebotspreise mit dem stop-out Preis steigen).

[89] **Vergleich der Verfahren:** Diese Überlegungen zeigen, dass in beiden Verfahren ein Anreiz besteht Gebote abzugeben, die von ihren wahren Kosten abweichen. Das führt zu einem dazu, dass das Auktionsergebnis in beiden Verfahren typischerweise **ineffizient** ist. Effizienz erfordert, dass immer die Bieter mit den niedrigsten Kosten den Zuschlag erhalten. Nur das minimiert die volkswirtschaftlichen Kosten der Erstellung der EE-Kapazitäten. Wenn aber alle Bieter im Bietverfahren über ihre Kosten „lügen“, kann das Bietverfahren nicht sicher die günstigsten Bieter auswählen. **Beide Verfahren sind daher „ineffizient“**, und es ist auch nicht der Fall, dass eines der Verfahren immer dem anderen in Hinblick auf das Effizienzkriterium überlegen ist.⁵³

[90] Ähnliches gilt für die Frage, mit welchem Verfahren für den Käufer günstiger ist, im Endeffekt also, welches Verfahren zu **niedrigeren Subventionen** und niedrigeren EEG-Umlagen führt. Auch hier gilt, dass in beiden Verfahren „zu viel“ gezahlt wird (mehr als die wahren Kosten), und dass keines der Verfahren in Hinblick auf die Kosten überlegen ist.⁵⁴

[91] Insgesamt gibt es kein **klares Ergebnis** in dem Sinne, dass ein Verfahren dem anderen immer überlegen ist. Auch die Erfahrungen mit den verschiedenen Verfahren, die die Bundesnetzagentur 2015 und 2016 sammelte, lassen auf keine eindeutige Vorzugswürdigkeit eines der beiden Verfahren schließen.⁵⁵

[92] Obgleich weder theoretische noch empirische⁵⁶ Resultate vorliegen, die eine grundsätzliche Überlegenheit eines Verfahrens belegen, bevorzugt das EEG das Gebotspreisverfahren.⁵⁷ Als Argumente nennt die **Gesetzesbegründung** (ohne weitere

⁵¹ Grimm et. al., S. 150.

⁵² Da auch im Gebotspreisverfahren die Bieter nicht ihre wahren Kosten offenbaren (sondern wie beschrieben immer einen Anreiz haben, Gebote abzugeben, die höher sind als ihre wahren Kosten), ist auch dieses Verfahren ineffizient. Das heißt, auch im Gebotspreisverfahren ist nicht sichergestellt, dass nur die Anbieter mit den niedrigsten Kosten zum Zuge kommen. Vgl. Krishna, S. 191 ff.

⁵³ Ausubel et. al (2014), v.a. Theorem 2.

⁵⁴ Ausubel et. al. (2014), v.a. Theorem 2. Die Autoren zeigen Umstände, in denen das Gebotspreisverfahren tatsächlich günstiger ist (Proposition 4), ebenso wie Umstände, in denen das Gegenteil der Fall ist (Proposition 5).

⁵⁵ Monopolkommission, Tz. 188-189.

⁵⁶ Eine Einführung in die empirische Literatur bietet Horacsu/McAddams (2018).

⁵⁷ Dies liegt an der Definition des „Zuschlagswertes“ in § 3 Nr. 51 EEG. Die Bundesnetzagentur kann alternativ zum Einheitspreisverfahren übergehen, § 85 Nr. 10 EEG.

Erläuterungen): 1) Leichtere Nachvollziehbarkeit, 2) daraus folgende höhere Akzeptanz, und 3) dass das Gebotspreisverfahren „auf strategisches Verhalten robuster reagiert“.⁵⁸

[93] Vor dem Hintergrund der vorgetragenen Ergebnisse der ökonomischen Forschung sind diese Wertungen schwer begründbar, zumal die genannten Kriterien etwas unklar sind. „**Nachvollziehbarkeit**“ liegt sehr im Auge des Betrachters. „Jeder zahlt, was er bietet“ mag leicht nachvollziehbar sein, entspricht aber gerade *nicht* der Erfahrung auf allen anderen Märkten (in denen es für homogene Güter immer nur einen Preis gibt, und typischerweise genau umgekehrt argumentiert wird, dass es „leicht einsichtig“ und „gerecht“ sei, wenn für ein homogenes Gut immer der gleiche Preis bezahlt wird).

[94] „**Robustheit**“ bezieht sich üblicherweise auf die Ausübung unilateraler (= individuelle Mengenzurückhaltung) und multilateraler (= Absprachen, Kartelle) Marktmacht. Dass es **in beiden Auktionsformaten Anreize zu strategischem Verhalten** gibt, und dass es keine Reihung der Formate hinsichtlich gängiger Kriterien (Effizienz, Kosten) gibt, wurde bereits berichtet. Dass eines der Formate „robuster“ als das andere in dieser Hinsicht ist, ist nur schwer mit ökonomischen Ergebnissen zu begründen.

[95] Das gilt auch für multilaterale Marktmachtausübung (Kollusion, Kartelle). Kollusion in Auktionen ist ein wohlbekanntes Problem (häufig wird statt von Kartellen von „Bieter-Ringen“ gesprochen).⁵⁹ Die ökonomische Forschung hat sich intensiv mit der Frage beschäftigt, wie Auktionsdesign die Wahrscheinlichkeit von Kollusion reduzieren kann. Aber auch hier gibt es kaum Ergebnisse, die eine grundsätzliche Bevorzugung des Gebotspreisverfahrens nahelegen. Aus ökonomischer Perspektive würde es zusätzlicher, spezifischer Argumente bedürfen, um ein Verfahren dem anderen vorzuziehen.

[96] Die bisher referierten Resultate, die keine klare Reihung beider Verfahren zulassen, gingen immer von einer fixen Zahl an Bietern aus. In der Praxis, und auch im Fall der EE-Auktionen, ist die **Zahl der Bieter** aber zumeist ex-ante offen. Es gibt eine Vielzahl möglicher Anbieter, die sich je nachdem, welche Aussichten sie sich im Auktionsverfahren versprechen, an der Auktion beteiligen.

[97] Theoretische Resultate legen nahe, dass – wie auf anderen Märkten auch – eine Intensivierung des Wettbewerbs das Auktionsergebnis in beiden Verfahren in Richtung der effizienten Lösung bewegt,⁶⁰ bzw. dass sie die Ineffizienz deutlich reduziert.⁶¹ Dabei hat das Auktionsdesign selbst einen Einfluss darauf, wie viele Bieter in ein Bietverfahren eintreten. In der theoretischen Auktionsanalyse zeigt sich, dass der An-

⁵⁸ Bundestag, Gesetzentwurf. BT-Drucksache 18/8860, S. 187-188.

⁵⁹ Einer erste, grundlegende Arbeit für den Fall von Ein-Gut-Auktionen ist *Graham/ Marshall*, *Journal of Political Economy* 95 (1987) 1217-1239. Einen kurzen Überblick bietet ein Manuskript von *Wolfstetter*, *Collusion in Auction*, 2014 (<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.720.495&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt abgerufen am 20.11.2018).

⁶⁰ Wobei die Konvergenz zum effizienten Ergebnis sehr langsam sein kann, d.h. erst eine wirklich sehr hohe Zahl an konkurrierenden Bietern führt zu approximativ effizienten Resultaten. Vgl. *Krishna*, S. 196-197.

⁶¹ Ausubel et. al. (2014), S. 1390.

reiz, in eine **Auktion einzutreten, im Einheitspreisverfahren höher ist** als im Gebotspreisverfahren. Dies ist ein relativ robustes Resultat, das für die Praxis von besonderer Bedeutung ist.⁶²

[98] Wenn also die Anreize zur Teilnahme an der Auktion im Einheitspreisverfahren am höchsten sind, so spricht dies dafür, dass in diesem Falle auch die Wettbewerbsintensität in der Auktion selbst höher ist. Im Umkehrschluss wären dann die Möglichkeit, unilateral oder multilateral Marktmacht auszuüben, hier am geringsten. Auch wenn in der spezifischen Anwendung noch weitere Aspekte beim Auktionsdesign zu berücksichtigen sind, so findet sich hier ein Argument, was **eher für das Einheitspreisverfahren** spricht.⁶³

[99] Häufig wird als Beleg für eine hohe Wettbewerbsintensität die „**Überzeichnung**“ der Auktion gewertet, also die Menge an Geboten, die nicht zum Zuge kamen. Dies ist allerdings ein sehr unzuverlässiges, und auch leicht manipulierbares Maß für Wettbewerb. Es ist relativ billig,⁶⁴ eine hohe Wettbewerbsintensität dadurch vorzutäuschen, dass Gebote zu sehr hohe Preise platziert werden. Diese werden in der Auktion keine Zuschlagschance haben (also „extramarginal“ sein), erhöhen aber die „Überzeichnung“. Sinnvoller sind andere Wettbewerbsmaße, wie z.B. die Zahl der unabhängigen Bieter. Diese ist bei den bisherigen Auktionen oft noch relativ klein.⁶⁵

[100] Zusammenfassend kann man feststellen, dass die ökonomische Forschung, aufgrund der Komplexität der den Bietern zur Verfügung stehenden Bietstrategien, wenig allgemeingültige Erkenntnisse für den Fall der Multi-Unit Auktionen – zu denen die EE-Auktionen gehören – anbieten kann. Eine klare **Bevorzugung des Gebotspreisverfahrens**, wie vom EEG vorgesehen, wird **durch die Forschung nicht gestützt**. Vielmehr gibt es eher Hinweise, die die Einheitspreisauktion sinnvoller erscheinen lassen, u.a. weil sie zumeist mehr Bieter anlockt.

cc) Technologieneutrale Ausschreibungen

[101] Das Gros der Ausschreibungen ist weiterhin **technologiespezifisch**. Dahinter steht die politische Absicht, einen bestimmten **Erzeugungsmix** im Bereich der EE zu erreichen. Das kann in Ausschreibeverfahren zielgenau erreicht werden, wenn die gewünschten neuen Kapazitäten für jede Technologie (Wind an Land, Wind auf See, PV, Biomasse) separat ausgeschrieben werden. Dann wird das Ziel, den bestimmten Technologiemix zu erreichen, zielgenauer und günstiger erreicht als im alten System der vorgegebenen Preise (= Einspeisetarife).

[102] An technologiespezifischem Ausbau wird häufig Kritik geäußert. Das politisch formulierte Ziel ist, einen bestimmten **Anteil EE an der Stromerzeugung** zu erreichen („mindestens 35% Anteil EE am Bruttostromverbrauch“⁶⁶). Dieses Ziel würde unnötig teuer realisiert, wenn der Wettbewerb zwischen den Technologien ausgeschlossen würde. Wäre z.B. Wind an Land kostengünstiger als PV, dann ist es hinsichtlich eines EE-Zieles Verschwendung, ein fixes Ausbauziel pro Technologie vorzugeben. Günsti-

⁶² Ausubel et. al. (2014), S. 1391.

⁶³ Ausubel et. al., S. 1393.

⁶⁴ Kosten entstehen durch die Präqualifizierung der Bieter.

⁶⁵ Monopolkommission, TZ 190.

⁶⁶ BMWi, 5. Monitoringbericht zur Energiewende, 2016, S. 7.

ger wäre es, nur Wind an Land zuzubauen. Ob Wind an Land tatsächlich (flächendeckend) günstiger ist als PV würde sich in einer Auktion herausstellen, in der alle Technologien gegeneinander antreten.

[103] Der Gesetzgeber hat im EEG 2017 auch vorgesehen, das Format **technologieneutraler Ausschreibungen** auszuprobieren, im Besonderen für gemeinsame Ausschreibungen für Wind an Land und PV.⁶⁷ Denkbar ist auch, technologieneutrale Ausschreibungen in Form der „Innovationsausschreibungen“⁶⁸ durchzuführen.⁶⁹ Im Jahr 2018 wurden erstmalig und testweise kleine Mengen technologieneutral ausgeschrieben.⁷⁰ Der grundsätzliche Vorteil technologieneutraler Ausschreibungen liegt auf der Hand: In einer Auktion konkurrieren alle Anbieter von EE, und es soll sich der durchsetzen, der die **geringsten Kosten** hat, unabhängig ob Wind, PV, oder Biomasse.

[104] Allerdings gibt es auch Effizienz-Argumente, die für technologiespezifische Ausschreibungen sprechen könnten. Technologieneutrale Ausschreibungen wählen (zumeist) die gegenwärtig günstigste Technologie. Dies muss aber nicht automatisch diejenige sein, die in längerer Frist am günstigsten ist. Es mag sein, dass es alternative Wege gibt, die zwar gegenwärtig noch sehr teuer sind, aber hohes (Kostensenkungs-)Potential haben. Die Relevanz dieses Argumentes für ein „**Ausprobieren**“ **verschiedener Technologien** ist relevant in frühen Phasen der technischen Entwicklung. Die vom EEG geförderten Technologien (PV, Wind, Biomasse) können dagegen als recht ausgereift gelten, und das Argument für das „Ausprobieren“ verschiedener Technologien erscheint daher gegenwärtig wenig überzeugend.

[105] Andere Kritikpunkte technologieneutraler Ausschreibungen beziehen sich auf mögliche **Verteilungsaspekte**. Eine Einheitspreisauktion könnte zu hohen „windfall profits“ für günstige Technologien führen. Nehmen wir zur Verdeutlichung der Einfachheit halber eine technologieneutrale Einheitspreisauktion an, in der zwei Technologien gegeneinander antreten (Wind an Land und PV). Nehmen wir weiter an, dass in der Auktion extrem hoher Wettbewerb herrsche, so dass alle Bieter Gebote nahe ihrer (Grenz-)Kosten der Kapazität einreichen (die fetten Linien in Abbildung 5).⁷¹ Abbildung 5 entspricht dann einer Situation mit einer Kapazitätsbeschränkung für Wind: Es können nicht mehr als 20 Einheiten an Windanlagen zum gegenwärtigen Zeitpunkt erstellt werden. In der technologieneutralen Ausschreibung ist dann PV preissetzend. Auf Wind entfällt dann ein Gewinn (bzw. Deckungsbeitrag zur Deckung etwaiger Fixkosten der Planung etc.) in Höhe der schraffierten Fläche (von $20 \times (10\text{€} - 2\text{€}) = 160\text{€}$).

⁶⁷ § 28 (1a) Nr. 2 und § 28 (2a) Nr. EEG i.V.m. § 88 (c) EEG.

⁶⁸ § 39 (j) i.V.m. § 88 (d) EEG.

⁶⁹ Anzumerken ist allerdings, dass die Ausschreibungen nach § 28 EEG nicht wirklich „technologieneutral“ sind, da die in diesen Auktionen kontrahierten Mengen auf die Ausbaubudgets angerechnet werden. Ist also eine Technologie, z.B. Wind an Land, sehr günstig, und damit erfolgreich in der gemeinsamen Ausschreibung, so wird die dort bezuschlagte Menge von der technologiespezifischen Ausschreibung für Wind an Land abgezogen. Am TechnologiemiX ändert sich damit nichts zugunsten der billigeren Technologie. Vgl. hierzu die kritische Beurteilung der Regelungen des EEG in: Monopolkommission, TZ 193-202.

⁷⁰ Vgl. BMWi, Nationale Ausschreibungen und Ergebnisse und dazu zugehörig: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen. Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/eeg-eckpunktepapier.html>, zuletzt abgerufen am 23.6.2018.

⁷¹ Grenzkosten der Kapazität = Kosten pro (kleiner) zusätzlicher Einheit an Erzeugungskapazität, z.B. näherungsweise die Kosten einer zusätzlichen Windturbine.

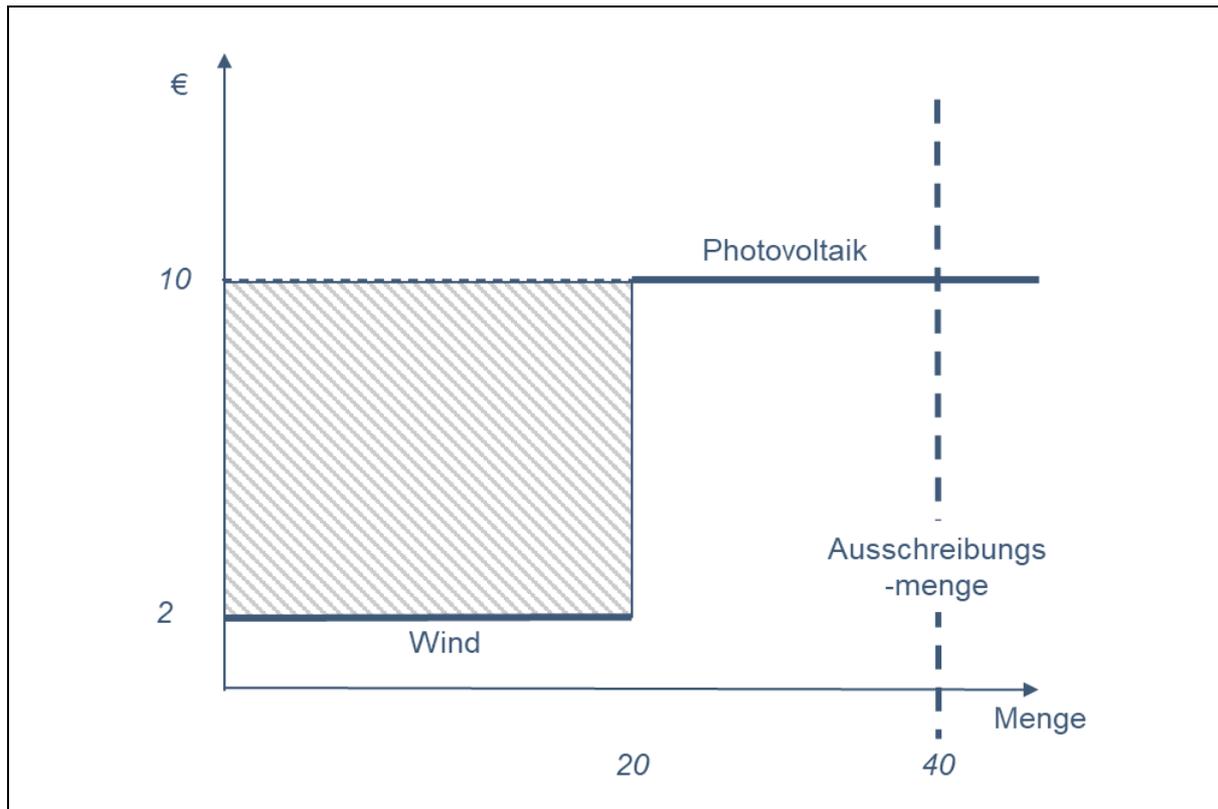


Abbildung 5: Technologieneutrale Ausschreibungen (Eigene Darstellung)

[106] Ökonomisch gesehen handelt es sich hierbei noch nicht um einen „windfall profit“ oder eine „Rente“ im engeren Sinne, sondern schlicht um eine „**Produzentenrente**“, die auch bei vollständigem Wettbewerb anfällt (die Bieter haben „ihre Kosten geboten“; Ursache für die Produzentenrente sind die – stufenweise – steigenden Grenzkosten der Anbieter). Bei freiem Marktzutritt würde diese Produzentenrente (wenn sie die sonstigen Fixkosten des Marktzutritts übersteigt) neue Unternehmen anlocken.

[107] Man würde also erwarten, dass in zukünftigen Ausschreibungsrunden **mehr Wind-Anbieter teilnehmen**, bzw. die vorhandenen ihre Angebote mengenmäßig ausdehnen. Dies entspräche einer Ausweitung der Kapazitätsgrenze von Wind auf jenseits der 20 in Abbildung 5. Im Extremfall, falls es genügend zu gleichen Bedingungen neu erschließ- und nutzbare Windstandorte gibt (zumindest mehr als 20 zusätzliche), würde das Windangebot so groß werden, dass es allein die Ausschreibungsmenge deckt. Dann würde der Preis auf das Niveau der Windkosten sinken (2€), und teure PV-Anbieter würden nicht mehr zur Deckung der Nachfrage benötigt.

[108] Von einer (ungerechtfertigten) Rente würde man erst dann sprechen, wenn die bestehenden Windanbieter keinen Marktzutritt fürchten müssen, z. B. wenn sie wettbewerbswidrig Marktzutrittschürden aufbauen. Oder, und dies ist nicht unrealistisch, wenn die **Windkapazitäten nicht hinreichend erweiterbar** sind (z. B. aufgrund von Abstandsregeln oder Naturschutz). Diese Beschränkung könnte dann sehr wohl dazu führen, dass die Produzentenrente dauerhaft erhalten bleibt, und sich so als „Rente“ auf den (z.B. naturschutzrechtlich) beschränkten Marktzutritt ergibt.⁷²

⁷² Anzumerken ist, dass ein Wechsel auf ein Gebotspreisverfahren diese Probleme nicht lösen würde. Denn in einem Gebotspreisverfahren, in dem die Bieter den stop-out Preis erraten können, wird das Ergebnis ähnlich sein.

[109] In diesem Fall wäre die Beschaffung der EE-Anlagen **günstiger, wenn sie technologiespezifisch** geschähe (dann würde Wind 2€ kosten, und PV 10€). Allerdings müssten sich die Ausschreibungsmengen pro Technologie an den exogen gegebenen Maximalkapazitäten der günstigeren Technologie orientieren. Im Beispiel müsste der Staat wissen, dass die maximale Kapazität für Wind auf 20 beschränkt ist. Diese Kapazitätsgrenze exakt zu ermitteln ist schwierig, auch weil in der Realität das Bild sehr viel komplexer sein kann. Es kann Standorte geben, für die Windzubau erlaubt ist, die aber ungünstiger⁷³ sind, als (gute) PV-Standorte, so dass eine so einfache Ordnung der Kosten nach der Technologie wie in der vereinfachten Abbildung 5 nicht möglich ist. Dies wäre wiederum nur in technologieübergreifenden Auktionen herauszufinden.

[110] Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es einerseits **starke Argumente für eine Technologieneutralität** bei der EE-Beschaffung gibt. Im Einzelfall müssen aber auch die genannten gegenläufigen Effekte Berücksichtigung finden, und die Erfahrungen aus nach dem EEG möglichen „Tests“ mit technologieneutralen Ausschreibungen ausgewertet werden.

II. Handel mit Emissionsrechten (TEHG)

1. Ziel und Funktion des Emissionshandelssystems

[111] Das TEHG setzt die gemeinsamen europäischen Bemühungen, Klimaschutz auf kosteneffiziente Weise zu realisieren, in deutsches Recht um (Richtlinie 2003/87/EG, Richtlinie 2009/29/EG). Die EU hat sich im Bemühen um die Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen in dieser Richtlinie auf eine **Mengensteuerung** festgelegt, die oft als „cap and trade“ System bezeichnet wird. Dabei wird die europaweit zulässige Gesamtmenge an Emissionen festgelegt („cap“) und handelbar gemacht („trade“).

[112] Optimalerweise orientiert sich diese Festlegung an der **effizienten Verschmutzungsmenge**. Diese ist gegeben durch die Bedingung, dass die Schäden der letzten emittierten Einheit gleich den Kosten zur Vermeidung des Ausstoßes (Grenzvermeidungskosten) sind, wie dies in Abbildung 1 illustriert ist. Auf die praktischen Probleme, diese Menge genau zu bestimmen, wird in RN 11-14 hingewiesen.

[113] In einem zweiten Schritt werden Emissionen handelbar gemacht, um die Einhaltung des festgelegten Emissionszieles auf **kostenminimale Weise** zu erreichen. Nehmen wir an, es gibt 2 Unternehmen, A und B. Jedes verfügt über ein Verschmutzungsrecht (für jeweils eine Tonne CO₂). Insgesamt sollen maximal zwei Einheiten CO₂ emittiert werden. Die Vermeidungskosten von A betragen 10 €/t CO₂, die von B dagegen 30 €/t CO₂. Offensichtlich ist es optimal, wenn nur A emittiert und B nicht. Wenn die Verschmutzungsrechte handelbar sind, dann führt privater Handel, der nur auf dem

Auch Anbieter von Windkapazitäten werden – selbst bei vollständigem Wettbewerb – ihre Kapazitäten nicht zu den wahren Grenzkosten von 2 € anbieten, sondern zu einem Preis gleich oder knapp unterhalb des erwarteten stop-out Preises, hier also 10 €. Vgl. Rn. 82-86.

⁷³ Windstandorte können ungünstig sind, weil sie teuer sind (hohe Erschließungskosten), aber auch, weil sie wenig Ertrag erbringen (wenig Wind). Die Korrelation zur übrigen Erzeugung, also der eigentliche Wert des erzeugten Stromes spielt hier keine Rolle, da es sich um eine Spielart der über die Zeit konstanten Einspeisevergütung handelt. Vgl. I.2.b)aa), Anreizwirkung verschiedener Fördersysteme.

Gewinnmaximierungskalkül der Unternehmen beruht, zur optimalen Lösung: B verkauft sein Emissionsrecht an A, und zwar – je nach Verhandlungsmacht – zu einem Preis zwischen 10 und 30 €.

[114] Die Standardisierung der Emissionsrechte und die Organisation des Handels in einer Börse vereinfacht diese Art von Handel. Der **Börsenhandel** von Emissionsrechten hat ganz ähnliche Eigenschaften, wie der Handel von Aktien oder Schuldtiteln und führt bei ausreichender Liquidität des Marktes dazu, dass die Emissionsrechte auf transparente Weise zu einem einheitlichen Preis gehandelt werden. Individuelle Verhandlungsmacht spielt dann für den Markterfolg keine Rolle mehr, da alle zum einheitlichen Preis handeln.

[115] Der Preis der Verschmutzungsrechte hängt von einer **Vielzahl von Einflussgrößen** ab, die private Information der Marktteilnehmer sind: Den technischen Kosten der CO₂-Vermeidung (z. B. für effizientere Verbrennungsprozesse in einem Kohlekraftwerk), aber auch den entgangenen Gewinnen, wenn aufgrund der CO₂-Vermeidung weniger produziert werden kann (z.B. wenn ein Kohlekraftwerk weniger Strom erzeugt, um Emissionen zu vermeiden).

[116] Weiterhin hängt der Preis von den Erwartungen über die zukünftige Entwicklung dieser Parameter ab, denn ein heute erworbenes Zertifikat kann in der Zukunft wieder verkauft werden. Gerade weil es sich hierbei um relevante Informationen handelt, die nur die Marktteilnehmer haben, ist ein **marktwirtschaftlicher Handel** besser als jedes zentralistische, administrative System geeignet, die effiziente Lösung zu implementieren, also zu erreichen, dass die Emissionen letztlich von denen mit den geringsten Kosten vermieden werden.

[117] Weil es viele Einflussgrößen gibt, die vor allem auch von Erwartungen abhängen, die sich kurzfristig ändern können, kann in einem System der Mengenfizierung der Preis nicht exakt vorhergesagt werden. Über das Preisniveau besteht **Unsicherheit** und es können unter Umständen beträchtliche Preisschwankungen auftreten.

[118] In den Wirtschaftswissenschaften gibt es eine lange Diskussion über die Grundsatfrage, ob und wann es besser ist, die (umwelt-)ökonomischen Ziele eher durch eine Preissteuerung (z.B. durch eine CO₂-Steuer) zu realisieren, oder ob eine Mengensteuerung (Emissionshandel) vorzugswürdig ist („**price versus quantity**“).⁷⁴ In dieser Debatte hat sich die europäische Politik auf EU-Ebene mit dem EU Emission Trading System (EU ETS) bis auf weiteres auf eine vorrangige Mengensteuerung festgelegt.

[119] Im Rahmen der Mengensteuerung treten regelmäßig eine Reihe von Umsetzungsfragen auf, für die die Europäischen Vorgaben und damit auch das deutsche TEHG bestimmte Antworten gewählt hat. Einige der wesentlichen **Umsetzungsfragen** lauten:

1. Wie soll die vorgegebene Gesamtmenge anfänglich alloziert werden? (Anfangsverteilung der Verschmutzungsrechte)
2. Welche Sektoren sollen in das System handelbarer Verschmutzungsrechte einbezogen werden?

⁷⁴ Weitzman.

3. Sollen bestimmte Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, besonders behandelt, z.B. von den Kosten des Emissionshandelssystems entlastet werden?
4. Soll auf die Preisbildung Einfluss genommen werden? (Preisstabilisierung)

2. Spezifische Gestaltungsoptionen

a) Zuteilungsverfahren (Auktionen vs. kostenlose Zuteilung) und ihre ökonomischen Implikationen

[120] Grundsätzlich gibt es zwei Alternativen, die festgesetzte Menge an Zertifikaten zu verteilen: „**Grandfathering**“ (kostenlose Zuteilung) und **Auktionen**.⁷⁵ Die Europäische Richtlinie 2009/29/EG bestimmt in Artikel 10, dass Auktionen als Standardverfahren verwendet werden müssen. Alternativ kommt in einzelnen Sektoren noch ein Grandfathering zur Anwendung.

[121] Für die ökonomischen Implikationen muss man zwischen allokativen und distributiven Effekten unterscheiden. Für **Allokation hat die Zuteilung kaum einen Effekt**: Unabhängig davon, ob die Zuteilung als kostenloses Grandfathering oder über Auktionen stattfindet, stellt sich immer der gleiche Strompreis und der gleiche CO₂-Preis ein. Da sich die Wirtschaftssubjekte in ihrem Handeln nach den Preisen ausrichten, ergibt sich auch kein Unterschied darin, wer wieviel produziert und wieviel CO₂ emittiert wird.⁷⁶

[122] Allerdings hat das Zuteilungsverfahren **drastische distributive Effekte**. Eine kostenlose Zuteilung führt zu Gewinnen bei den emittierenden Unternehmen. Eine Auktion schöpft genau diese zusätzlichen Gewinne vollständig ab. Für den Verbraucher ergibt sich dagegen kein Unterschied: er muss immer den durch die CO₂-Bepreisung verursachten Preisanstieg, z.B. für Strom, tragen.

[123] Beim **Grandfathering** (kostenlose Zuteilung) werden Verschmutzungsrechte typischerweise kostenlos an die Verschmutzer abgegeben.⁷⁷ Die Menge richtet sich in der Regel nach den tatsächlichen Verschmutzungsmengen jedes Unternehmens in der Vorperiode, gegebenenfalls abzüglich eines bestimmten Prozentsatzes, um Emissionsreduzierungen über die Zeit zu realisieren. „Grandfathering“ kommt z.B. noch im Luftverkehrssektor zum Einsatz. Hier beschreibt das TEHG in § 11 ein entsprechendes Zuteilungsverfahren (Berechnung auf Grundlage der Emissionsrechte, die das jeweilige Unternehmen für die Abwicklung des Verkehrsaufkommens vergangener Jahre benötigt hätte).

[124] Bei **Auktionen** stellt die fixierte Gesamtverschmutzungsmenge das inelastische Angebot dar. Unternehmen bieten dann für diese Verschmutzungsrechte. Grundsätzlich können neben direkten Emittenten (z.B. Betreiber von Kohlekraftwerken) auch andere Bieter ohne eigene (Verschmutzungs-)Anlagen an der Auktion teilnehmen (z.

⁷⁵ Vgl. z. B. Endres, S. 132-135.

⁷⁶ Allokative Effekte können allerdings aufgrund dynamischer Aspekte der Zuteilung eintreten. Wenn die Zuteilungsmenge in der nächsten Periode davon abhängt, wieviel ein Unternehmen in dieser Periode emittiert hat (typischerweise steigt sie in Grandfathering-Systemen dann), hat das Unternehmen einen Anreiz, heute ineffizient viel zu emittieren. Vgl. z.B. Endres, S. 156-158.

⁷⁷ Interessanterweise wird in der Praxis kaum diskutiert, dass der „Preis“, zu dem die Rechte abgegeben werden, nicht notwendigerweise Null betragen muss. Denkbar wäre auch ein administrativ festgelegter positiver Preis.

B. Banken, auf eigene Rechnung oder im Auftrag von Kunden).⁷⁸ Dies erhöht die Liquidität und den Wettbewerb in der Auktion. Die Auktion wird als Einheitspreisauktion durchgeführt. Jeder Bieter, der einen Zuschlag erhält, zahlt den gleichen Preis. Dieser Preis entspricht dem niedrigsten Gebot, das berücksichtigt werden musste, um die gesamte Menge an Zertifikaten abzusetzen.⁷⁹

[125] Nach der Erstallokation der Emissionsrechte, ob per Auktion oder per Grandfathering, können die Emissionsrechte auf einem **Sekundärmarkt (Börse)**, der als zentrale Börse (z.B. die EEX in Leipzig) organisiert ist, gehandelt werden. Der Preis auf dem Sekundärmarkt kann und wird sich vom Preis in der Anfangsauktion unterscheiden, wenn sich im Zeitverlauf ökonomische Parameter (z. B. Energienachfrage, Rohstoffpreise) verändern, oder auch nur die Erwartungen bzgl. dieser Größen sich verändern.

[126] Der aktuelle Preis auf dem Sekundärmarkt ist entscheidend für die weiteren ökonomischen Effekte des Emissionshandelssystems. Dieser aktuelle Börsenpreis entspricht in seiner Funktion dem CO₂-Preis im Rahmen einer Preissteuerung (z.B. über eine CO₂-Steuer). Er ist der **Preis für die Umweltnutzung**, bzw. die Nutzung der Atmosphäre zur Entsorgung von CO₂. Einziger Unterschied ist, dass der Börsenpreis mehr schwankt als eine CO₂-Steuer. Ansonsten ist die Steuerungswirkung gleich: Die Umweltnutzung wird verteuert. Für Unternehmen bedeutet dies, dass die Nutzung der Ressource „Umwelt“ nun einen Preis hat, genauso wie die Nutzung von, z.B. Kohle, einen Preis hat: der CO₂-Preis ist der Preis für den „Input Umwelt“.

[127] Anders als fälschlich gelegentlich angenommen, **spielt für den aktuellen Börsenpreis die Art Zuteilung keine Rolle**. Kein Unternehmen wird ein Zertifikat an der Börse billiger abgeben, weil es dieses kostenfrei zugeteilt bekommen hat. Wenn Angebot und Nachfrage einen aktuellen CO₂-Preis von 30 €/t festlegen, wird keiner nur 15 € verlangen, weil er das Zertifikat umsonst bekommen hat. Umgekehrt ist es unerheblich, zu welchem Preis ein Unternehmen Zertifikate in der Anfangsauktion gekauft hat. Wenn es dort 40 €/t CO₂ gezahlt haben sollte, dann stellt sich später immer die gleiche Frage: was kostet mich die Vermeidung – und was könnte ich für ein Zertifikat Erlösen? Übersteigt letzteres (der Börsenpreis) das erstere, so lohnt sich der Verkauf, unabhängig davon, ob man ursprünglich 5 oder 50 € für das Zertifikat gezahlt hat.⁸⁰

[128] Entscheidend für die ökonomischen Anreizwirkungen ist daher immer der aktuelle Börsenpreis, weil er bestimmt, welchen Wert die **Entscheidungsalternativen** „Zertifikat nutzen und emittieren“ versus „Nicht emittieren und Zertifikat verkaufen“ haben. Die Art der Zuteilung der Zertifikate ist hierfür unerheblich, hat aber erhebliche Verteilungswirkungen

[129] Um sich die **allokative Neutralität der Zuteilungsverfahren** zu verdeutlichen, betrachten wir illustrativ den Stromsektor. Nehmen wir an, dass Kohlekraftwerke

⁷⁸ Verordnung (EU) Nr. 1031/2010, Artikel 18.

⁷⁹ Verordnung (EU) Nr. 1031/2010, Artikel 5.

⁸⁰ Das liegt daran, dass die Ausgaben in der Auktion „sunk cost“ sind. Sie sind ohnehin ausgegeben und verloren („versunken“), egal was das Unternehmen jetzt macht. Letztlich ist es eine ähnliche Frage wie die, ob der Einstandspreis einer Aktie einen Einfluss darauf haben sollte, wann man die Aktie wieder verkauft. Die Antwort ist „nein“. Wenn die Aktie überbewertet ist, sollte man verkaufen, ansonsten nicht. Der Einstandskurs spielt hierbei keine Rolle. Der Auktionspreis ist der „Einstandspreis“ für die Zertifikate. Er ist für alle weiteren Entscheidungen irrelevant.

preissetzend sind⁸¹ und sich für sie beim aktuellen CO₂-Preis von 30 €/t CO₂ die Kosten pro MWh Strom um 30 € erhöhen. Dann steigt – in einem wettbewerblichen Strommarkt – der Strompreis um 30 €. ⁸² Das ist unabhängig vom Zuteilungsverfahren.⁸³ Das impliziert dann, dass auch die Allokation unabhängig vom Zuteilungsverfahren ist (also wer wieviel produziert, und wieviel CO₂ ausgestoßen wird). Denn für jede Stunde, in der sich der Kraftwerksbetreiber entscheiden muss, ob er Strom erzeugen will, stellt sich die Frage, ob es günstiger ist, das Zertifikat für die Stromerzeugung zu nutzen, oder die Erzeugung dieser weiteren Einheit Strom zu unterlassen und dafür ein Zertifikat zu verkaufen. Und hierfür ist immer nur der aktuelle Börsenpreis relevant.

[130] Für die **Verteilungswirkung** verdeutlicht das Beispiel, dass in beiden Verfahren der Strompreis um 30 €/MWh steigt. Diese Preissteigerung tragen die Stromverbraucher. Im Falle der kostenlosen Zuteilung verbleiben diese 30 €/MWh bei den Stromanbietern. Sie erhöhen unmittelbar ihren Gewinn. Im Fall der kostenlosen Zuteilung wird dieser zusätzliche Gewinn vorab vom Staat im Rahmen der Auktion abgeschöpft. Denn auch im Falle der Zuteilung per Auktion antizipieren die Unternehmen die Strompreissteigerung um 30 €/MWh. Das erhöht den Wert eines Zertifikates, denn das Zertifikat ist Voraussetzung, diese zusätzlichen 30 € zu Erlösen. Dementsprechend wird, ausreichend Bietwettbewerb vorausgesetzt, der Preis in der Auktion für die Zertifikate auf 30 € steigen. So führen die Stromanbieter den Zusatzgewinn vollständig vorab an den Staat als Auktionator ab.

b) Einbeziehung von Sektoren

[131] Das europäische Recht und damit auch das TEHG sieht vor, dass nicht alle Sektoren hinsichtlich des Emissionshandelssystems gleich behandelt werden. Es gibt zwei Arten von **Ungleichbehandlungen**: 1) Manche Emittenten werden von der Verpflichtung zur Teilnahme am Emissionshandelssystem ausgenommen. ⁸⁴ Dies sind de facto v.a. die „Kleinemittenten“ und der Transportsektor (mit Ausnahme des Flugverkehrs). 2) Manchen Sektoren werden Zertifikate (weiterhin) kostenlos zugeteilt, während für die meisten gilt, dass die Zertifikate ersteigert werden müssen.⁸⁵

[132] Hinsichtlich der **Befreiung von der Teilnahme** am Emissionshandelssystem gilt, dass aus ökonomischer Sicht solche Ausnahmen grundsätzlich nicht sinnvoll sind. Alle Emittenten sollten in den Handel mit Zertifikaten einbezogen werden. Nur so kann die alloкатive Effizienz sichergestellt werden, die die Rechtfertigung und Grundidee des Zertifikatehandels ist: Alle Emittenten müssen Zertifikate vorweisen können, wenn sie emittieren. Das setzt den Anreiz, Zertifikate zu handeln. Kann A billiger vermeiden (z.B. zu Kosten von 10 €/t CO₂) als B (der Vermeidungskosten von 20 €/t CO₂

⁸¹ Das heißt, der letzte am Markt tätige Anbieter, also der mit den höchsten Grenzkosten, ist ein Kohlekraftwerk. Er „setzt“ dann den Preis. Oft wird es durch die Einführung von Emissionspreisen zu einer Veränderung der „merit order“ kommen, das heißt, Kraftwerke die vorher preissetzend waren (z.B. Gaskraftwerke) sind es danach nicht mehr, weil sie in der merit order nach links rutschen: Ihre relevanten Grenzkosten sind nun niedriger als z.B. die von Kohlekraftwerken, da letztere CO₂-intensiver sind und daher höhere Verschmutzungskosten haben. Von solchen Effekten wird in diesem einfachen Beispiel abstrahiert.

⁸² Die gilt, wenn die Grenzkosten im relevanten Bereich flach sind, also im Bereich des Schnittpunktes zwischen Angebots- und Nachfragefunktion.

⁸³ Zu diesem Thema, den Verteilungseffekten der Zuteilung, sowie der Frage, welcher Rolle Wettbewerbsverhältnisse und der Umfang der alternativen Vermarktung der CO₂-Zertifikate spielt, vgl. Hellwig, S. 9-13.

⁸⁴ § 2, i.V.m.-Anhang 1, Teil 2 TEHG

⁸⁵ § 8 und § 9 TEHG.

hat), dann sollte A vermeiden, nicht B. Der Zertifikatehandel setzt einzelwirtschaftliche Anreize, genau dies umzusetzen. Denn A kann einen ökonomischen Vorteil daraus ziehen, mehr zu vermeiden, wenn A sein Zertifikat an B verkauft (z. B. zum Preis von 15). Würde man entweder A oder B vom Zertifikatezwang entbinden, kann dies offensichtlich nicht passieren, und volkswirtschaftliche Ersparnisse (hier von 20 - 10) bleiben unrealisiert.

[133] Für eine Befreiung von Sektoren wird regelmäßig das Argument vorgebracht, dass eine Einbeziehung v.a. von sehr kleinen Emittenten einen unverhältnismäßigen **administrativen Aufwand** (v.a. auch für die Marktteilnehmer) verursachen würde. Dies ist das typische Argument für die Regelungen des TEHG zu „Kleinemittenten“ (weniger als 25.000 t CO₂ p.a.; § 27 Abs. 1 TEHG). Tatsächlich erscheint es wenig sinnvoll, z. B. jeden einzelnen Haushalt mit seiner Öl- oder Gasheizung oder jeden Autofahrer in ein Zertifikatesystem einzubinden. Die ist allerdings auch nicht notwendig. Es wäre häufig möglich, auf vorgelagerten Stufen (z.B. Öl- oder Gasimporteure) eine Zertifikatepflicht einzuführen. Sie würden den Zertifikatspreis im Endkundenpreis (zumindest anteilig) weitergeben. Das würde über die Sektoren hinweg CO₂-Verbrauch einheitlich mit einem Preis belegen.

[134] In welchem Umfang die vorgelagerten Stufen die Zertifikatspreise (für eine CO₂-Steuer würde das gleich gelten) auf die Endkunden weiterreichen („überwälzen“), hängt von vielen Faktoren ab. Die Wettbewerbsintensität spielt eine Rolle (hohe Wettbewerbsintensität führt zu starker **Überwälzung**).⁸⁶ Auch eine geringe Preiselastizität der Nachfrage (d.h. die Nachfrage reagiert mengenmäßig nur wenig auf Preisänderungen) begünstigt die Überwälzung. Die Energienachfrage ist oft (kurzfristig) relativ preisunelastisch, z.B. bei Raumwärme. Hier wäre also eine besonders starke Überwälzung zu erwarten, d.h. Gasimporteure und Weiterverkäufer könnten Zertifikatspreise zu einem hohen Grad an die Endkunden überwälzen. Der Endkundenpreis stiege dann in etwa im Umfang des Zertifikatspreises (also des CO₂-Preises). Diese Überwälzung ist auch ökonomisch erwünscht, da sie denjenigen ein Preissignal gibt, die über den CO₂-Ausstoß entscheiden (z.B. Haushalte bei der Regelung des Heizkörpers, oder bei der Investition in Wärmedämmung).

[135] Werden Sektoren vom Zertifikatehandel (oder, allgemein, einer CO₂-Bepreisung) ausgenommen, führt dies zu **Verzerrungen im Wettbewerb** und damit zu allokativen Ineffizienzen. Dies sieht man im Verkehrssektor. Hier konkurrieren Auto, Bahn und Flugverkehr. Der Flugverkehr ist (teilweise) im Zertifikatesystem eingegliedert, der Autoverkehr davon befreit. Für die Bahn wiederum gilt, dass sie als Hauptantrieb Strom verwendet, und die Stromerzeugung wiederum am Zertifikatesystem teilnehmen muss. Im Strompreis ist also ein Teil des Zertifikatspreises enthalten. Aus beidem ergibt sich jeweils ein relativer Vorteil für das Auto. Das führt zu einer ineffizienten **Übernutzung des Autos**.⁸⁷

⁸⁶ Je höher die Wettbewerbsintensität, desto umfangreicher wird eine Kostenerhöhung (aus Zertifikaten oder CO₂-Steuer) weitergewälzt. Das liegt u.a. daran, dass Firmen in intensivem Wettbewerb kaum eine Gewinnmarge als „Puffer“ haben, aus der sie die Kosten selbst tragen können. Darüber hinaus haben Firmen mit Marktmacht ein geringeres Interesse an Preiserhöhungen (von einem gegebenen, gewinnmaximalen Niveau aus), da dies zu Verlusten an margenreichen Absatzmengen führt.

⁸⁷ Eine andere Frage ist, wie die Summe aller Be- und Entlastungen zwischen den Verkehrsträgern zu beurteilen ist, die kaum noch überschaubar ist. Dazu müssten Effekte berücksichtigt werden wie Infrastrukturkosten (bei der Bahn teilweise aus allgemeinen Steuermitteln finanziert), weitere steuerliche Belastungen (Mineralölsteuer, Stromsteuer), etc.

[136] Insgesamt erscheint es ökonomisch **nicht wünschenswert, Sektoren** von einem System der CO₂-Bepreisung **auszunehmen**. Wenn für die Bepreisung ein Zertifikatesystem gewählt wird, sollten daher alle Sektoren daran teilnehmen müssen. Dies scheint grundsätzlich umfangreich möglich zu sein. Allerdings wäre in der Praxis eine Bereinigung um sonstige Belastungen notwendig, die ebenfalls, zumindest teilweise, klimapolitisch motiviert sind.

[137] Der zweite Ausnahmetatbestand betrifft Sektoren, die zwar am Zertifikatesystem teilnehmen, aber die Zertifikate kostenlos zugeteilt bekommen. Dahinter steht das Argument drohender **Verlagerungseffekte**. Zum einen geht es um die Verlagerung von Wertschöpfung und v.a. Arbeitsplätzen ins Ausland, wo keine CO₂-Bepreisung stattfindet. Zum anderen droht eine Verlagerung von CO₂-Entstehung: statt innerhalb Deutschlands oder der EU nun außerhalb. Letzteres tritt nicht nur auf, wenn Produktionsstätten ins Ausland verlagert werden, sondern auch, wenn zunehmend Güter importiert werden, die in der Herstellung CO₂-intensiv sind. So übersteigt etwa die Menge an CO₂, die zur Produktion des EU-Konsums ausgestoßen wird, deutlich die Menge des in der EU ausgestoßenen CO₂. Genau umgekehrt ist dies z.B. in China. Es kommt so zu einem „CO₂-Import“.⁸⁸

[138] Die **Verlagerung von Arbeitsplätzen** ist struktur- und verteilungspolitisch problematisch, und sie führt auch insgesamt zu allokativen Ineffizienzen. Produktionsstätten werden nun nicht nach Gesichtspunkten optimaler Produktionsbedingungen, sondern nach Abgabenoptimierung gewählt.

[139] Die Verlagerung von CO₂-Emissionen, das sogenannte „**Carbon Leakage**“ ist ebenfalls ein ernstes Problem, da es für das klimapolitische Ziel, für dessen Erreichung der CO₂-Handel eingeführt wird, unerheblich ist, wo Emissionen entstehen. Ein Unternehmen könnte auf die steigenden Kosten aufgrund der CO₂-Bepreisung (via Zertifikate) mit Abwanderung von Produktionsstandorten reagieren, in Länder, mit geringeren oder keinen CO₂-Preisen. Dadurch würden zwar nationale CO₂-Ziele besser erreicht, für das Klima wäre aber nichts gewonnen.⁸⁹

[140] Grundsätzlich werden zur **Bekämpfung des „Carbon Leakage“** Effekts zwei Instrumente diskutiert:⁹⁰ „Border Carbon Adjustments“ und „Output Based Rebating“. Das europäische und auch das deutsche Recht haben für eine spezifische Form des Output Based Rebating entschieden, in dem Sektoren kostenlose Zertifikate erhalten, die durch den Zertifikatehandel Nachteile im internationalen Wettbewerb erleiden könnten. Kriterien hierfür sind, dass die Sektoren a) emissionsintensiv sind und b) im

⁸⁸ Peters et. al., S. 3262. Fig. 8 zeigt, dass der wesentliche Import von CO₂ von China nach Europa verläuft, nur geringfügig übertroffen vom Importstrom der USA aus China. Das Global Carbon Project Konsortium schätzt, dass 22% der weltweiten Emission letztlich durch den Konsum von Gütern generiert werden, die in einem anderen Land produziert wurden. Vgl. <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-largest-co2-importers-exporters>. (Zuletzt heruntergeladen: 23.7.2018).

⁸⁹ Z.B. Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012, S. 16. Eine Verlagerung muss nicht notwendig eine Werkschließung hier bei gleichzeitiger Werkseröffnung im Ausland bedeuten. In der Praxis vermutlich sehr viel relevanter ist der Fall, in dem international tätige Unternehmen ihre (Re-)Investitionen über die Zeit hin zu weniger stark regulierten oder mit CO₂-Abgaben belasteten Standorten verlagern.

⁹⁰ Zum Folgenden siehe Böhringer et. al., Robust Policies, v.a. S. 35-36, sowie die dort angegebene Literatur.

internationalen Wettbewerb stehen.⁹¹ Der Umfang der frei zugeteilten Zertifikate richtet sich nach vergangenen Produktions- (und damit Emissions-)Werten, daher „Output Based Rebating“.

[141] Ein **Output based rebating** ist grundsätzlich geeignet, carbon leakage Effekte zu reduzieren, aber mit einer Reihe von Problemen belastet. Zunächst gilt, dass eine Zuteilung nach vergangenen Emissionen dazu führen könnte, dass das Unternehmen gleichwohl Produktion ins Ausland verlagert und im Inland Zertifikate verkauft. Dies ist vor allem relevant, wenn absehbar ist, dass eine freie Zuteilung zukünftig auslaufen wird.

[142] Rechnen Unternehmen dagegen damit, dass sie auch zukünftig freie Zertifikate auf der Basis vergangener Produktion zugeteilt bekommen, entsteht ein Anreiz, heute mehr zu produzieren (und zu emittieren), um damit zukünftig in den Genuss der freien Zuteilung wertvoller Zertifikate zu kommen. Zwar gilt im „cap and trade“ System, dass (im Inland, bzw. innerhalb der EU) die Gesamtemissionen unverändert bleiben. Allerdings steigt, ceteris paribus, der CO₂-Preis, und Emissionen werden in anderen Sektoren eingespart. Das ist ineffizient, da nun **nicht mehr die geringsten Vermeidungskosten darüber entscheiden, von CO₂ eingespart wird**. Dies wird verursacht durch den Anreiz, Emissionsvermeidung zu unterlassen, um die Berechtigung auf die Zuteilung freier Zertifikate nicht zu verlieren.

[143] Positiver in ihrer Wirkung werden dagegen „**Border Carbon Adjustments**“ eingeschätzt. Unter ersterem versteht man ein System von Import- und Exportabgaben, die sich nach dem CO₂-Gehalt und dem inländischen CO₂-Preis richten. Alle inländischen Produzenten müssen Zertifikate in einer Auktion kaufen. Aber sie erhalten den CO₂-Preis für Ausfuhren erstattet, um den Wettbewerbsnachteil auf ausländischen Absatzmärkten auszugleichen. Umgekehrt werden Importe mit dem CO₂-Preis in Form eines Einfuhrzolls belegt, um Wettbewerbsgleichheit auf dem inländischen Markt herzustellen.

[144] Border Carbon Adjustments sind bisher in der Praxis nicht umgesetzt. Ein Grund mag sein, dass sie beträchtlichen bürokratischen Aufwand verursachen,⁹² ein anderer Grund, dass sie womöglich schwer mit den Regeln der **Welthandelsorganisation** WTO in Einklang zu bringen sind.⁹³

c) Preisstabilisierung

[145] Das europäische Recht sieht bzw. sah verschiedene Formen der **Preisstabilisierung des CO₂-Zertifikatspreises** vor. Dazu gehört die sogenannten „Marktstabilitätsreserve“, kodifiziert in Richtlinie 2015/1814 EU. Für die 4. Handelsperiode ab 2021 ist ein weiterer Ausbau dieses Instrumentes geplant.⁹⁴ Ein weiteres preisstabilisierendes Element sind Regelungen zu „banking and borrowing“ von Zertifikaten über Handelsperioden hinweg.⁹⁵

⁹¹ Nach europäischem Recht müssen, je nach erreichten Schwellwerten beide Dimensionen (Emissionsintensität, Internationaler Wettbewerb) erfüllt sein, oder es reicht bereits einer von beiden Aspekten, Art. 10a Absatz 15 und 16 2003/87/EG, geändert durch 2009/29/EG.

⁹² *Wissenschaftlicher Beirat*, 2012, S. 11, Minderheitenvotum.

⁹³ *Fischer/Fox*, S. 200 ff.

⁹⁴ *Bundesumweltministerium*, 2017, v.a. S. 2-4.

⁹⁵ Die EU Vorschriften erlaubten ein Banking and Borrowing mit Ausnahme der Transition von der 1. zur 2. Handelsperiode. Vgl. *Chevallier*, S. 157-158.

[146] Es ist zu beobachten, dass CO₂-Zertifikate **beträchtlichen Preisschwankungen** unterliegen. Neben kurzfristigen Schwankungen – ähnlich wie z.B. bei Aktienkursen – konnten längere Phasen des Preisverfalls beobachtet werden. In der 3. Handelsperiode sank der Preis von etwa 30 €/t CO₂ im Jahr 2008 auf weniger als 5 €/t CO₂ fünf Jahre später.⁹⁶ Außerdem können an den Grenzen zwischen Handelsperioden Preissprünge auftreten. So fiel gegen Ende der ersten Handelsperiode 2006/2007 abrupt von 30 auf 15 €/t CO₂, und später gänzlich auf null, da die allgemeine Abschätzung war, dass für die verbleibende Gültigkeit der Zertifikate tendenziell ein Überschuss vorhanden sei. Erst in der nächsten Handelsperiode sprang der Preis wieder von Null auf etwa 15 €/t CO₂.⁹⁷

[147] Derartig starke Schwankungen sind durch den **fundamentalen Steuerungs-zweck** der Zertifikate kaum zu erklären. Zwar gilt, dass im Zertifikatesystem die Menge, nicht die Preise, fixiert sind. Allerdings sollte der Preis die CO₂-Vermeidungskosten widerspiegeln.⁹⁸ Und diese werden sich im Zeitverlauf nicht so schnell verändern. Die Preisschwankungen spiegeln vielmehr die Erwartungen der Marktteilnehmer, über den zukünftigen Bedarf an Zertifikaten und kurzfristige Knappheiten, die z.T. nur aufgrund bestimmter Marktdesign-Entscheidungen entstehen, wider.

[148] Durch die Schwankungen entstehen allerdings beträchtliche ökonomische Kosten. Es steigt das Risiko und damit die **Kapitalkosten** für umweltfreundliche Investitionen, z.B. für bessere Isolierung oder höhere Effizienzgrade bei Verbrennungsprozessen. Denn diese lohnen sich nur aufgrund des Kostenvorteils gegenüber „schmutzigeren“ Varianten, wobei der Kostenvorteil gerade im CO₂-Preis besteht, den die schmutzige Technologie aufwenden muss, die saubere dagegen spart.

[149] Preisschwankungen an den Periodengrenzen entstehen, wenn Zertifikate in der Folgeperiode vollständig ihren Wert verlieren (wie zu Beginn der 2. EU-ETS Handelsperiode). Es hat dann keinen Wert, sie am Ende der Handelsperiode aufzusparen. Dieser Effekt ist relativ leicht durch ein „**banking**“ zu vermeiden, in dem man erlaubt, dass Zertifikate überlappend gültig bleiben. „**Borrowing**“ würde bedeuten, dass ein Emittent, der am Ende einer Periode zu wenig Zertifikate hat, diese nicht um jeden Preis an der Börse kaufen muss, sondern quasi vorab welche aus der Zuteilung der nächsten Periode leihen kann. So werden der Preiskollaps auf null (durch Banking) und hohe Preisspitzen (durch Borrowing) verhindert.

[150] Eine Marktstabilitätsreserve dient dem Zweck, langfristig einen gewissen Preispfad einzuhalten. Für den CO₂-Preis werden typischerweise **obere und untere Schwellwerte** vorgegeben, die nicht verletzt werden sollen. Realisiert wird dies durch eine zentrale Institution, die Zertifikate ausgibt (entweder aus vorher einbehaltenen Beständen, oder in dem sie neue schafft), wenn der Preis zu stark steigt, oder umgekehrt Zertifikate aufkauft, sollte der Marktpreis zu niedrig sein. Hierbei handelt es sich im Prinzip um eine Aufgabe, die der einer Zentralbank in Zeiten von festgelegten (oder erwünschten) Wechselkursen zukommt.

⁹⁶ Zur Erklärung der Preisschwankungen vgl. *Koch et.al.*

⁹⁷ Vgl. *Sachverständigenrat*, 2012, S. 245-246.

⁹⁸ Für die letzte Einheit CO₂, die gerade noch vermieden werden sollte, vgl. Abbildung 2.

[151] Die **Marktstabilitätsreserve**, die ab dem 1.1.2019 gemäß Artikel 1, Abs. 1 2015/1814 EU aktiv werden soll, hat zunächst die Aufgabe, „überschüssige“ Zertifikate aus vorherigen Handelsperioden aufzukaufen und so die Menge zu reduzieren und den Preis zu stützen. Grundsätzlich wäre sie geeignet, aus dem Bestand zu verkaufen, um zu hohe Preise zu vermeiden, oder die Menge umgekehrt weiter zu verkürzen. Ein Zertifikatesystem mit Stabilitätsreserve ist damit ein **Hybridmodell** zwischen einer reinen Mengensteuerung (das „cap and trade“ des EU Zertifikatehandels) und einer „Preislösung“, in der der CO₂-Preis z.B. in Form einer Steuer fixiert wird.

III. Energieeffizienzregelungen des EnEG und der EnV

1. Zielsetzung

[152] Eine Erhöhung der Energieeffizienz ist eines der Ziele des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahre 2010. Es beziffert u.a. das Ziel, den **Primärenergieverbrauch** bis 2020 (gegenüber dem Basisjahr 2008) **um 20% zu reduzieren**. Um dabei der wirtschaftlichen Outputentwicklung (Bruttoinlandsprodukt) Rechnung zu tragen, werden auch andere Verhältnisindikatoren hinzugezogen, wie der Energieproduktivität, die jährlich um 2,1% steigen soll.⁹⁹

[153] Diese Zielsetzung findet im Besonderen im **Energieeinspargesetz** (EnEG) seinen Niederschlag, sowie in der dazugehörigen **Energieeinsparverordnung** (EnV). Das EnEG nennt kein Gesetzesziel. Zweck des Gesetzes ist die Verpflichtung beim Erstellen von Gebäuden darauf zu achten, dass „vermeidbare Energieverluste unterbleiben.“ (§ 1 Abs. 1 EnEG). Dafür nennt die zugehörige EnEV als Zweck der Verordnung, die Einsparung von Energie in Gebäuden mit dem (Fern-)Ziel, einen „nahezu **klimaneutrale(n) Gebäudebestand** bis zum Jahr 2050“ zu erreichen (§ 1 Satz 1 EnEV).

[154] Damit verweist die EnEV als Begründung für den gesetzgeberischen Eingriff in die private Entscheidung des Bauherrn bzgl. z.B. Dämmung oder Effizienzgrad von Heizungsanlagen wiederum auf die **Klimapolitik**. Energieeffizienzvorschriften erscheinen damit (einzig) mit dem Ziel begründet, den Ausstoß von Treibhausgasen (v.a. CO₂-Ausstoß bei Raumwärme und Warmwasserversorgung), zu reduzieren. Ökonomisch ließen sich also wiederum die Eingriffe möglicherweise durch das Marktversagen bei der „Bewirtschaftung der Atmosphäre“ als globale Allmende begründen (Atmosphäre als globale Deponie für CO₂).

[155] Dass beim **Energieverbrauch der Gebäudesektor** besonders hervorgehoben wird, ist zum Teil mit dem hohen Anteil von knapp einem Drittel (2.817 PJ/8877 PJ = 32%) am Primärenergieverbrauch begründet, der für Raumwärme und Warmwasser (in geringem Umfang auf für Klimatisierung) aufgewendet wird (Abbildung 6).

⁹⁹ Löschel et. al., 2018, S. Z7. Die Energieproduktivität in € BIP / Petajoule misst, wieviel Output (gemessen in € BIP) mit einer Einheit Energie (Petajoule) erzeugt werden konnten (BIP = Bruttoinlandsprodukt = Summe aller im Inland erzeugten Güter und Dienstleistungen).

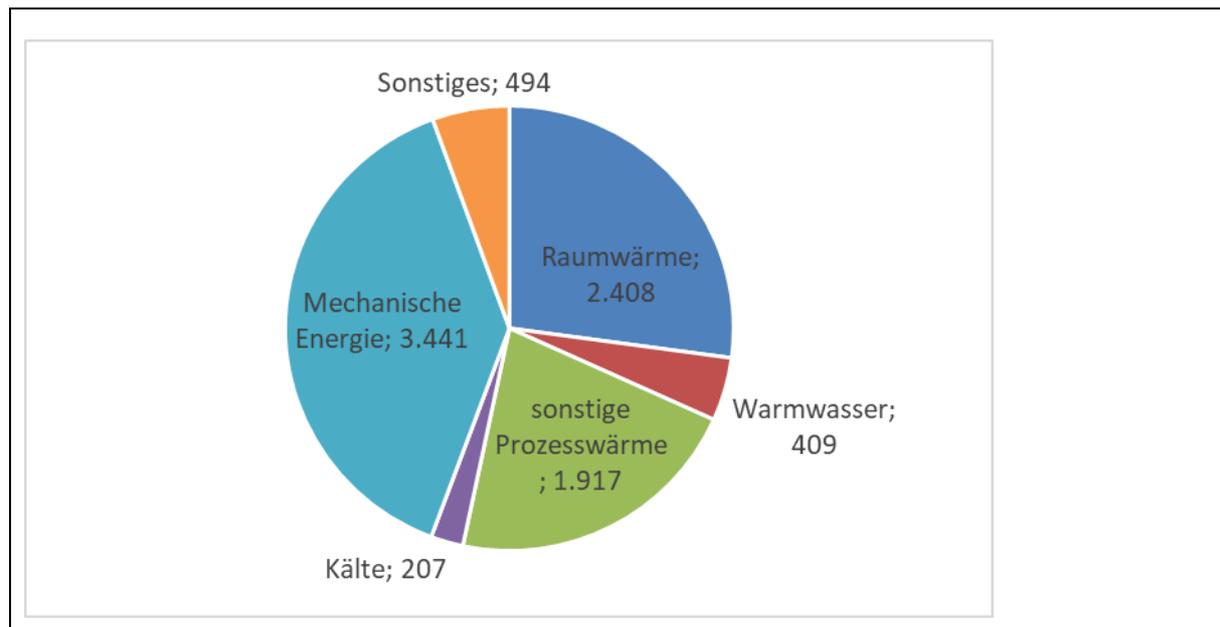


Abbildung 6: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2015 (in PJ; Gesamt = 8.877 PJ) (Eigene Darstellung)¹⁰⁰

2. Ökonomische Begründungen für spezifische Eingriffe im Gebäudesektor

a) Einbeziehung in das Emissionshandelssystem als Alternative

[156] Betrachtet man die Bekämpfung der negativen Externalitäten des Ausstoßes von Treibhausgasen als wesentliche Begründung für einen Regulierungsbedarf, so gelten die gleichen Argumente wie z.B. auch für den Stromsektor. Zielführend im Sinne der volkswirtschaftlichen Effizienz, das heißt, ein bestimmtes Emissionsreduktionsziel möglichst kostensparend zu implementieren, ist, einen über alle Sektoren **einheitlichen CO₂-Preis** zu erheben. Denn eine Einheit CO₂ einer Heizungsanlage ist genauso klimaschädlich, wie eine Einheit CO₂ bei der Stromerzeugung oder im Transportsektor.¹⁰¹

[157] Tatsächlich sieht das EnEG und die EnEV aber bestimmte **technische Auflagen** vor. Die Vorgabe spezifischer technologischer Standards wird typischerweise zu unnötigen Zusatzkosten bei der Erreichung von Umwelt- und Klimazielen führen.¹⁰² Denn hier ist nicht gewährleistet, dass die Grenzvermeidungskosten in allen Anwendungsbereichen gleich sind. Dies gilt z.B. wenn man technische Vorgaben für den (Flotten-)Verbrauch im Verkehrssektor macht und technische Vorgaben für Wärmedämmung. Beide Maßnahmen sparen CO₂.¹⁰³ Die Ersparnis einer Einheit CO₂ wird aber typischerweise in beiden Maßnahmen unterschiedlich viel kosten. Nehmen wir an, sie sei im Gebäudesektor günstiger. Dann wäre es volkswirtschaftlich günstiger mehr im Gebäudesektor zu sparen, dafür weniger im Verkehrssektor. Diese Effekte

¹⁰⁰ Datenquelle: BMWi, Zahlen und Fakten, Datenblatt 7, Endenergieverbrauch nach Anwendungsarten.

¹⁰¹ Vgl. auch die Empfehlung der Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende, *Löschel et. al.*, 2018, S. Z-4 (Nr. 15).

¹⁰² Siehe z.B. *Endres*, S. 146-153.

¹⁰³ Anders als im vollständig in den Zertifikatehandel berücksichtigte Stromsektor greift hier nicht das Gegenargument, dass sich solche Maßnahmen im Rahmen des EU-ETS nicht auswirken, da weder Verkehr (Ausnahme: Flugverkehr) noch der Gebäudesektor vom CO₂-Zertifikatesystem abgedeckt sind. Maßnahmen in diesen Bereich haben daher einen echten klimapolitischen Zusatzeffekt über den Zertifikatehandel hinaus.

ergäben sich automatisch, wenn beide Sektoren im Emissionshandel eingebunden wären oder wenn für beide Sektoren die gleiche CO₂-Steuer gelten würde.

[158] Die **Einbeziehung des Gebäudesektors** in eine einheitliche CO₂-Bepreisung ist relativ leicht umsetzbar. Wie immer geht es bei Klimaschutz darum, dafür zu sorgen, dass möglichst viel CO₂ in seiner gegenwärtigen Form gebunden bleibt (also als Kohle-, Gas- und Ölvorkommen unter der Erde) und zu vermeiden, dass sie bei thermischer Umwandlung (sprich: Verbrennung) freigesetzt werden. Wählt man für die Umsetzung seiner Klimaziele eine „Steuerlösung“, reicht es aus, die Energieträger nach ihrem CO₂-Gehalt zu besteuern. Wählt man dagegen eine „Mengensteuerung“ durch einen Zertifikatehandel, genügt es, die vorgelagerten Stufen, typischerweise Importeure von Gas und Öl, mit einer Zertifikatspflicht belegt. Diese vorgelagerten Stufen werden dann die Kosten der Zertifikate an die Kunden weitergeben (vgl. Rn. 130).

b) Spezifische ökonomische Probleme des Gebäudesektors

[159] Das technische Potenzial zur CO₂-Einsparung wird oft im Gebäudesektor als besonders hoch eingeschätzt. Ökonomisch würde sich dies in besonders niedrigen Grenzvermeidungskosten für CO₂ ausdrücken. Tatsächlich gibt es eine Reihe von Studien, die zu dem Ergebnis kommen, dass im Gebäudesektor CO₂-Vermeidung relativ günstig ist. Oft wird sogar argumentiert, dass viele Maßnahmen sogar **einzelwirtschaftlich profitabel** sind (ohne weitere Förderung, oder – alternativ – Bepreisung von CO₂-Ausstoß).¹⁰⁴ Anders ausgedrückt: Allein die Einsparung der Rohstoffkosten (Ölpreis, Gaspreis) würde entsprechende Maßnahmen, z.B. der Dachisolierung, für den Haushalt lohnend machen. Die klimapolitischen Vorteile des geringeren CO₂-Ausstoßes würden quasi automatisch als soziale Zusatzrente anfallen.

[160] Die Implikation für die Klimapolitik wäre, dass viele Maßnahmen zum Klimaschutz nichts kosten, sondern sogar noch einen (einzelwirtschaftliche) Gewinn erbringen. Gleichzeitig ist aber zu beobachten, dass viele der in der Literatur als besonders attraktiv identifizierten Maßnahmen von den privaten Haushalten nicht umgesetzt werden. In der Literatur hat sich dafür der Begriff „**energy efficiency gap**“ etabliert.¹⁰⁵ Eine „energy efficiency gap“ könnte ein Hinweis darauf sein, dass es spezifische Formen des Marktversagens gibt, die – sogar einzelwirtschaftlich - effiziente Investitionen verhindern. Dies wäre dann eine mögliche Begründung für spezifische gesetzliche Eingriffe über eine reine CO₂-Bepreisung hinaus (ggf. sogar für Maßnahmen wie die des EnEG oder der EnEV).

[161] Allerdings ist zunächst fraglich, ob die festgestellte „Lücke“ tatsächlich existiert, bzw. tatsächlich so groß ist, wie in manchen populärwissenschaftlichen Veröffentlichungen dargestellt.¹⁰⁶ Viele Studien gehen von einem **rein technologischen Ansatz** aus, der viele Kosten der Energieeinsparmaßnahme systematisch unterschätzt. So wird typischerweise angenommen, dass alle Haushalte immer die für sie zu jedem Zeitpunkt optimale Technologie zu den minimalen Kosten einsetzen. Sie vergleichen

¹⁰⁴ Vgl. Amelie/Brandt, s. 5 (Nr. 2), sowie die dort zitierte Literatur.

¹⁰⁵ Das folgende orientiert sich v.a. am Literaturüberblick in *Allcott/Greenstone*.

¹⁰⁶ Eine oft zitierte problematische Quelle ist eine Studie der Unternehmensberatung McKinsey & Co. Diese identifizierte z.B. 2009 für die USA Energie-Einsparungspotenziale (außerhalb des Verkehrssektors) von mehr als 20% in der Dekade 2010-2020, bei Ausgaben von 520 Mrd. \$ und anschließenden (einzelwirtschaftlichen) Einsparungen von 680 Mrd. \$. Zur kritischen Einordnung dieser und ähnlicher Studien s. *Huntington*.

diese dann mit zukünftigen Kosteneinsparungen, die auf Energiepreisprognosen beruhen. Da viele Investitionen lange technische Lebensdauern haben (Dächer, Heizungsanlagen) sind die Prognosen mit großer Unsicherheit verbunden. Damit sind Risiko-Kosten verbunden, die häufig unterschlagen werden.¹⁰⁷

[162] Auch wenn die „energy efficiency gap“ aus den genannten Gründen oft überschätzt wird, die CO₂-Einsparmaßnahmen also auch im Gebäudesektor nicht ganz so profitabel sind, ist gleichwohl zusätzliches Marktversagen vorstellbar. Ein typisches Problem könnten **asymmetrische Informationen** darstellen.¹⁰⁸ Haushalte verfügen nicht über umfangreiche Informationen über die technologischen Möglichkeiten zur Energieeinsparung. Sie werden daher zurecht spezialisierten und damit besser informierten Anbietern entsprechender Gewerke (z.B. dem Dachdecker) misstrauen, ob sich die von diesem in Aussicht gestellte Dämmwirkung und damit Energieeinsparung im spezifischen Gebäude auch tatsächlich einstellen wird. Dies führt dann zu einer ineffizient geringen Nachfrage nach der entsprechenden Leistung („**lemons market problem**“)¹⁰⁹.

[163] Dass private Haushalte ein Informationsdefizit haben, liegt zumeist daran, dass die Sammlung von Informationen zu einem solchen Thema den Charakter von Fixkosten hat. Ein Hauseigentümer sammelt die Informationen typischerweise nur für einen einzigen Hausumbau. Er kann also die Kosten nicht auf viele Projekte verteilen. Darum wiegen sie schwer im Vergleich zu den Einsparungen. Und es wäre auch nicht effizient, wenn jeder Haushalt aufs neue diese Kosten aufbringt. Aus diesem Grunde – und ebenso um das lemons market problem zu lösen – kann es sinnvoll sein, bestimmte **Baumaßnahmen standardisiert** vorzugeben; oder, alternativ, glaubwürdige **unabhängige Energieberatung** öffentlich bereit zu stellen.

[164] Ein weiteres Problem stellen mögliche **Kreditbeschränkungen** dar. Wenn Haushalte keinen ausreichenden Kredit zur Finanzierung von z.B. Gebäudesanierungsmaßnahmen aufnehmen können, kann es sein, dass effiziente Investitionen hieran scheitern. Mögliche Lösungsansätze sind dann staatliche Kreditförderprogramme, wie sie auch oft z.B. über die KfW-Bankengruppe realisiert werden. Baustandards (allein) sind hingegen wenig hilfreich, erhöhen sie doch den Investitionsaufwand, ohne den Haushalten Zugang zu entsprechenden Mitteln zu gewähren.

[165] Schließlich können effiziente Investitionen am **Mieter-Vermieter-Problem** scheitern. Die Investition tätigt typischerweise der Vermieter (Eigentümer). Den unmittelbaren Vorteil (z.B. Einsparung von Heizkosten) hat der Mieter. Wenn der Vermieter nicht einen genügend großen Anteil dieses Vorteils für sich vereinnahmen kann (z.B. in Form von Mieterhöhungen), hat er keinen Anreiz, die Investition zu tätigen. In einem gewissen Umfang können technische Auflagen hier beide Parteien „zu ihrem Glück zwingen“, da alternative Bauausführungen schlicht untersagt werden. Allerdings besteht auch die Gefahr, dass so Verteuerungen für die Eigentümer entstehen,

¹⁰⁷ Eine Investition in ein gedämmtes Dach ist damit ökonomisch identisch zu einer Anlage in ein langlaufendes Wertpapier mit unsicherer Rendite: Die Rendite sind die eingesparten Heizkosten, die abhängig von den zukünftigen Brennstoffkosten sind. Wenn die Rendite unsicher ist, wird jeder Investor als Ausgleich eine Risikokompensation in Form höheren Zines verlangen. Dieser Zins spiegelt die Risikokosten der Investition unter Unsicherheit wieder. Zu weiteren notwendigen Überlegungen zur richtigen Einordnung rein technologisch berechneter Einsparzenarien s. *Huntington*.

¹⁰⁸ *Allcott/Greenstone*, S. 19.

¹⁰⁹ *Akerlof*.

die sie, gerade angesichts verschiedener Beschränkungen für Mietpreiserhöhungen, kaum weitergeben können und so insgesamt die Bautätigkeit ineffizient einschränken.¹¹⁰

[166] Alle bisher genannten Unterinvestitionsprobleme (asymmetrische Information, Kreditbeschränkungen, Mieter-Vermieter-Problem) treten auch auf, wenn die Haushalte vollständig rational hinsichtlich ihrer Entscheidungen sind. Es handelt sich um verschiedene Marktversagensprobleme. Allerdings gibt es vielfältige Hinweise darauf, dass gerade bei langfristigen Investitionsentscheidungen private Haushalte Probleme haben, rational zu entscheiden. **Beschränkte Rationalität** ist daher ein weiteres Problem, das zu Unterinvestition führen kann. Sind Unterinvestitionen hierdurch verursacht, können technische Auflagen geeignet sein, Verbesserungen zu erreichen.

[167] Beschränkte Rationalität bei langfristigen Investitionen betrifft häufig die Unfähigkeit, gegenwärtigen Aufwand (Investitionsausgabe) und Erträge, die erst weit in der Zukunft anfallen, richtig in Bezug zu setzen. „**Hyperbolic Discounting**“ ist ein wohl dokumentiertes Phänomen und beschreibt, dass zukünftige Erträge systematisch geringer gewichtet werden, als heutige Ausgaben – sie werden mental stärker abdiskontiert, als dies (hinsichtlich des Marktzinses) erforderlich ist. Noch stärker ist der Effekt, wenn Investitionsgelegenheiten mit Erträgen, die weit in der Zukunft liegen, schlicht nicht wahrgenommen werden („**Inattention**“) und Investitionen aus diesem Grunde unterbleiben.¹¹¹

[168] Insgesamt gilt, dass es spezifische Gründe geben kann, neben der Einbeziehung des Gebäudesektors in eine allgemeine CO₂-Bepreisung **weitere, spezifische regulatorische Eingriffe** vorzunehmen und entsprechend rechtlich auszugestalten. Dies betrifft insbesondere Unterinvestitionsprobleme, die aufgrund beschränkt rationalen Verhaltens entstehen, oder aufgrund spezifischen Marktversagens. Allerdings müssen die rechtlichen Eingriffe jeweils spezifisch auf die Problemursache abgestimmt werden. Gerade technische Auflagen sind nicht allgemein geeignet, die vielfältigen zusätzlichen Effizienzprobleme zu lösen.

¹¹⁰ Allcott/Greenstone, S. 20.

¹¹¹ Allcott/Greenstone, S. 21.