

Bepreisung von CO₂ im internationalen Vergleich

Hans-Wilhelm Schiffer

In Deutschland wird aktuell eine Erweiterung der CO₂-Bepreisung über den Emissionshandelsbereich hinaus bzw. alternativ die Einführung einer Steuer oder Abgabe auf CO₂ diskutiert. Angesichts dessen lohnt ein Blick auf den internationalen Stand einer Bepreisung von CO₂. Letztendlich um zu prüfen, welche Lehren hierzulande aus den bestehenden Systemen in den exemplarisch ausgewählten europäischen Ländern gezogen werden können.

Unter Ökonomen ist weitestgehend unumstritten, dass eine Bepreisung von CO₂ das wirksamste und volkswirtschaftlich verträglichste Instrument für kosteneffizienten Klimaschutz ist. Einvernehmen besteht auch, dass eine internationale Verständigung über CO₂-Preise in weltweit möglichst einheitlicher Höhe die beste Lösung wäre.

Von diesem Idealzustand sind wir zwar noch weit entfernt. Aber: Laut dem Bericht der Weltbank State and Trends of Carbon Pricing 2019 ist bereits in 46 Staaten sowie 28 regionalen (z. B. Bundesstaaten in den Vereinigten Staaten oder Provinzen in Kanada) und lokalen Rechtsräumen eine Bepreisung von CO₂ eingeführt oder konkret geplant. Damit sind rund 11 Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalent (Mrd. t CO₂e) entsprechend etwa 20 % der globalen Treibhausgas-Emissionen von Preisinitiativen erfasst. Die Spannweite der CO₂-Preise reicht von 1 US\$/t CO₂e bis zu 127 US\$/t CO₂e [1].

Zwei Ausprägungen: Mengen- oder Preissteuerung

Dies erfolgt grundsätzlich in zwei Ausprägungen: durch eine Mengensteuerung in Form eines Treibhausgas-Emissionshandelssystems oder mittels Preissteuerung durch Erhebung einer Steuer oder Abgabe auf CO₂. Im erstgenannten Fall stellt sich ein Marktpreis für CO₂ in Abhängigkeit von der festgelegten Emissions-Obergrenze (Cap) und den Erwartungen der Marktteilnehmer über künftige Knappheiten ein. Das weltweit wichtigste Treibhausgas-Emissionshandelssystem ist das 2005 eingeführte europäische Emissionshandelssystem (Emission Trading System – ETS). Für die darin einbezogenen Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie sind EU-weit jährlich abgesenkte Obergrenzen für die Höhe der CO₂-Emissionen bis 2030 verbindlich festgelegt. Der Preis für ein CO₂-Zertifikat liegt gegenwärtig bei rund 29 €/t (Stand 2.8.2019).



Globaler Trend: Weltweit ist gegenwärtig bereits in 46 Staaten sowie 28 regionalen und lokalen Rechtsräumen eine Bepreisung von CO₂ eingeführt oder konkret geplant
Bild: Adobe Stock

Auch in anderen Weltregionen existieren Emissionshandelssysteme oder stehen – wie in verschiedenen chinesischen Provinzen – in Form von Pilot-Projekten vor der Einführung. Die CO₂-Steuer als Alternative zum Emissionshandel kommt in einigen EU-Staaten, wie insbesondere in Schweden, Finnland und Frankreich in den Sektoren zur Anwendung, die nicht in das ETS einbezogen sind, also vor allem Gebäude, Verkehr sowie Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe. Steuern oder Abgaben auf CO₂ werden aber auch in Staaten und Regionen außerhalb der EU, wie in der Schweiz, in Norwegen, in Japan, Chile oder in Alberta (Kanada) erhoben, um nur einige Beispiele zu nennen. Die Einnahmen der Regierungen aus der CO₂-Bepreisung beliefen sich nach Angaben der Weltbank 2018 auf 44 Mrd. US\$.

Entwicklung in verschiedenen europäischen Ländern

In Deutschland sind – ebenso wie in den anderen Mitgliedstaaten der EU – Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven

Industrie in das ETS einbezogen. Diskutiert wird hierzulande über eine Erweiterung des Emissionshandels auf die Sektoren, die bisher nicht vom ETS erfasst sind, also insbesondere Gebäude und Verkehr, bzw. alternativ die Einführung einer Steuer oder Abgabe auf CO₂ in diesen Sektoren. Als Vorbilder für die zweitgenannte Variante werden entsprechende Systeme genannt, die beispielsweise in Schweden und in der Schweiz existieren. Auch Frankreich hat eine CO₂-Besteuerung eingeführt, die dort Auslöser heftiger Reaktionen war [2].

Schweden

Schweden hatte bereits 1991 – in Ergänzung zu der zu diesem Zeitpunkt bereits bestehenden Energiesteuer – eine CO₂-Steuer auf Kraftstoffe und auf Heizstoffe in Kraft gesetzt. Während die Energiesteuer im Wesentlichen der Erzielung von Einnahmen für den Staatshaushalt diene, verbunden mit dem Effekt der Steigerung der Energieeffizienz, wurde die CO₂-Steuer mit Klimaschutz begründet. Die Einführung der CO₂-Steuer erfolgte als

Teil einer generellen Steuerreform. So wurde die Progression bei den Einkommensteuertarifen durch Senkung der Grenzsteuersätze verringert.

Außerdem war die bestehende Energiesteuer reduziert worden, so dass es zunächst keine gravierenden Aufschläge auf die Energiepreise gab. Zudem war der Eingangssteuersatz mit 250 SEK/t CO₂ (entsprechend 24 €) im Jahr 1991 moderat, wurde inzwischen aber auf 1.180 SEK/t CO₂ (entsprechend 114 €) angehoben. Ein weiterer Punkt war, dass die Sätze für Heizstoffe in der Industrie sehr niedrig bemessen wurden. 2011 wurde die Industrie, die in das ETS einbezogen ist, komplett von der CO₂-Steuer ausgenommen – mit dem Argument, dass die verschiedenen Sektoren nur Gegenstand eines ökonomischen Instruments sein sollten, also Vermeidung einer Doppelregulierung mittels Mengen- und Preissteuerung. Die Begünstigung der Industriebetriebe, die nicht vom ETS erfasst sind, durch niedrige Steuersätze wurde 2018 abgeschafft [3].

Schweden strebt Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 an. Dazu müssen die Treibhausgas-Emissionen im Inland um 85 % im Vergleich zu 1990 gesenkt werden. Die verbleibende Lücke kann durch Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen im Ausland geschlossen werden. Das ehrgeizige nationale Minderungsziel stellt die einzelnen Sektoren vor unterschiedliche Herausforderungen. Die Stromerzeugung in Schweden basiert (Stand 2018) zu 42 % auf Kernenergie und zu 56 % auf dem Einsatz erneuerbarer Energien, insbesondere von Wasserkraft. Damit ist die Stromerzeugung weitgehend CO₂-frei.

In der Gebäudebeheizung war bereits in Reaktion auf die erste und die zweite Ölkrise in den 1970er Jahren eine Umstellung auf Fernwärme eingeleitet worden. Mit der 1991 eingeführten CO₂-Steuer wurden zusätzliche Anreize zur Verdrängung fossiler Brennstoffe geschaffen. Deren Einsatz verringerte sich um rund 85 % zugunsten von Fernwärme, die vornehmlich auf Basis von Hausmüll und von Holzabfällen erzeugt wird, sowie von Wärmepumpen. Seit 1990 sind die CO₂-Emissionen in diesem Sektor um 87 % gesunken.

In der Industrie haben sich die CO₂-Emissionen seit 1990 um 19 % vermindert. So ist beispiels-

weise in der Papierindustrie Öl durch Bio-Brennstoffe ersetzt worden. Im Transportsektor, der gegenwärtig zu über 90 % zum Aufkommen der CO₂-Steuer beiträgt, haben sich die CO₂-Emissionen seit 1990 um 15 % vermindert. Gründe waren der steigende Verbrauch an Diesel- und an Biokraftstoff sowie der Ersatz älterer durch effizientere neue Fahrzeuge. Bis 2030 strebt die schwedische Regierung einen Rückgang der Treibhausgas-Emissionen im Transportsektor (ohne den Flugverkehr gerechnet) um 70 % im Vergleich zu 2010 an. Neben einem Bonus-/Malussystem – orientiert an der Höhe der Emissionen – bei der Besteuerung der Fahrzeuge soll dies durch den Ausbau der Elektromobilität sowie insbesondere durch eine stetig steigende Beimischung von Biokraftstoffen erreicht werden.

Wichtig für die Akzeptanz war, dass Ausgleichsmaßnahmen vorgenommen wurden, wie die Senkung anderer Steuern, die Förderung der Fernwärme und die Verbesserung der öffentlichen Verkehrs-Infrastruktur [4].

Schweiz

Seit dem 1.1.2008 wird in der Schweiz eine CO₂-Abgabe erhoben. Sie ist als Lenkungsabgabe konzipiert und verteuert den Einsatz fossiler Brennstoffe (Heizöl, Erdgas, Kohle, Petrolkoks und weitere) in Abhängigkeit von dessen Kohlenstoffgehalt. Auf Holz und Biomasse wird keine Abgabe erhoben, da diese Energieträger CO₂-neutral sind: Bei der Verbrennung wird gleich viel CO₂ freigesetzt, wie während ihres Wachstums bzw. bei ihrer Entstehung gebunden wurde. Der Einführungsatz der seitdem erhobenen CO₂-Abgabe war mit 12 CHF/t CO₂ niedrig gehalten worden. Inzwischen ist die auf alle fossilen Brennstoffe erhobene Abgabe aber in vier Schritten auf 96 CHF entsprechend 84 €/t CO₂ erhöht worden [5]

Beispiel: Bei der Verbrennung von 1 l Heizöl entstehen 2,65 kg CO₂. Beim Abgabesatz von 96 CHF/t CO₂ führt dies zu einer Belastung in Höhe von rund 25 Rp pro l Heizöl. Die Höhe der CO₂-Abgabe für Haushalte und Unternehmen hängt somit direkt vom verwendeten Energieträger ab.

Um der Wirtschaft und der Bevölkerung eine gewisse Planungs- und Investitionssicherheit zu geben, wurden auf der Basis eines Absenk-

pfades für die CO₂-Emissionen der Brennstoffe die Zwischenziele und die Abgabesätze im Voraus definiert. In den Jahren 2013, 2015 und 2017 wurde anhand der CO₂-Statistik für die Vorjahre überprüft, ob der Absenkpfad eingehalten ist. Weil die Zwischenziele verfehlt wurden, stieg die CO₂-Abgabe jeweils zum Beginn des Folgejahres an.

Die Erhöhung auf 96 CHF/t CO₂ zum 1.1.2018 ist die letzte Stufe gemäß geltender Gesetzgebung bis 2020. Sie war nötig, da die CO₂-Emissionen aus Brennstoffen im Jahr 2016 das angestrebte Zwischenziel von 73 % der Emissionen im Jahr 1990 überstiegen hatte. Demgegenüber wurde das Zwischenziel von 76 % erreicht, dessen Verfehlung eine Erhöhung auf den gesetzlich möglichen Maximalsatz von 120 CHF/t CO₂ ausgelöst hätte.

Der Abgabesatz von 96 CHF/t CO₂ ergibt einen jährlichen Abgabeertrag von etwa 1,2 Mrd. CHF. Die Akzeptanz konnte dadurch gewährleistet werden, dass zwei Drittel der jährlichen Einnahmen an die Bevölkerung und die Wirtschaft – bei Privathaushalten in Form einer Pro-Kopf-Pauschale in Höhe von 88,80 CHF im Jahr 2018 – mit den Krankenversicherungsbeiträgen zurückverteilt wurden. Die Einnahmen aus der CO₂-Abgabe, die von der Wirtschaft entrichtet wurden, werden an alle Arbeitgeber proportional zur abgerechneten AHV-Lohnsumme ihrer Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer zurückverteilt. Das verbleibende Drittel (max. 450 Mio. CHF) fließt insbesondere in das Gebäudeprogramm, mit dem Bund und Kantone energetische Sanierungen und erneuerbare Energien mit dem Ziel der CO₂-Emissionsminderung unterstützen. Weitere 25 Mio. CHF werden dem Technologiefonds zugeführt.

Treibhausgasintensive Unternehmen können sich von der CO₂-Abgabe befreien lassen, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Verminderung ihrer Treibhausgas-Emissionen verpflichten. Auch Betreiber von fossilen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können sich seit dem 1. Januar 2018 von der CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe befreien lassen, die sie für die Stromproduktion einsetzen; diese Regelung gilt für Anlagen mit einer Feuerungs-wärmeleistung zwischen 0,5 und 20 MW.

Große treibhausgasintensive Unternehmen – das sind die rund 50 größten Emittenten der

Industrie – sind ebenfalls von der CO₂-Abgabe befreit. Sie sind seit 2013 verpflichtend in das Schweizer Emissionshandelssystem (EHS) eingebunden. Teilnehmer am ETS erhalten jedes Jahr eine Menge an Emissionsrechten kostenlos zugeteilt. Diese orientiert sich an der Treibhausgas-effizienz von Referenzanlagen (Benchmark). Nicht beanspruchte Emissionsrechte können an andere Unternehmen verkauft werden. Die Menge an verfügbaren Emissionsrechten sinkt jährlich um 2,2 %. Fossil gefeuerte thermische Kraftwerke sowie der innereuropäische Flugverkehr werden neu in das ETS eingebunden. Mittelgroße Unternehmen können freiwillig am ETS teilnehmen.

Bei der Regelung für Kraftwerke ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Stromerzeugung der Schweiz im Wesentlichen auf dem Einsatz erneuerbarer Energien (Anteil 2018: 56 % – davon 50 Prozentpunkte Wasserkraft) und Kernenergie (Anteil 2018: 37 %) basiert. Fossilthermisch gefeuerte Kraftwerke spielen in der Schweiz keine signifikante Rolle. Gemäß geltendem Recht werden solche Anlagen nur bewilligt, wenn sie ihre CO₂-Emissionen vollumfänglich kompensieren – zu mindestens 50 % durch Projekte im Inland und zu maximal 50 % im Ausland. Diese Regelung soll durch den Einbezug in das europäische Emissionshandelssystem abgelöst werden. Analog zur EU müssten fossil gefeuerte Kraftwerke dann alle Emissionsrechte erwerben, weil sie keine Gratiszuteilung erhalten.

Aller Voraussicht nach wird das ETS der Schweiz 2020 mit dem EU-System verknüpft werden. Die gegenseitige Anerkennung der Emissionsrechte führt zu einer Angleichung der Preise und schafft vergleichbare Wettbewerbsbedingungen zwischen Unternehmen in der Schweiz und in der EU [6].

Die Treibstoffe (Benzin, Diesel) sind von der CO₂-Abgabe nicht betroffen. Stattdessen müssen die Importeure fossiler Treibstoffe einen Teil der CO₂-Emissionen aus dem Verkehr mit Klimaschutzprojekten innerhalb der Schweiz kompensieren. Die Schweiz senkt zudem seit 2012 im Gleichschritt mit der EU die Vorgaben für die durchschnittlichen CO₂-Emissionen neuer Personenwagen. Ab 2020 fallen auch Lieferwagen und leichte Sattelschlepper unter diese Regelung. Bei Überschreitung der Vorgaben wird eine

Sanktionszahlung durch die betroffenen Fahrzeug-Importeure fällig. Die Höhe dieser Ersatzzahlung ist abhängig von der Fahrzeugpalette, die von den Importeuren in den Verkauf gebracht wird. Das revidierte CO₂-Gesetz legt Zielwerte für die Periode 2021 bis 2024 fest (95 g CO₂/km für Personenwagen, 147 g CO₂/km für Nutzfahrzeuge). Für die Periode 2025 bis 2029 sollen die Zielwerte in Anlehnung an die EU-Vorgaben weiter gesenkt werden. CO₂-Minderungen, die durch die Verwendung von synthetischen, CO₂-neutralen Treibstoffen erzielt werden, können auf Antrag angerechnet werden [7].

Frankreich

In Frankreich war 2013 die Einführung und schrittweise Erhöhung eines Klima-Energiebeitrags (contribution climat énergie – CCE) auf Kraftstoffe und Heizbrennstoffe verabschiedet worden. Für 2014 ist die Steuer auf 7 €/t CO₂ festgesetzt und im Gegenzug der vom Kohlenstoffgehalt unabhängige Teil der Steuer in gleicher Höhe abgesenkt worden. Damit war die Steuerbelastung 2014 insgesamt unverändert geblieben. Allerdings wurden für die Folgejahre Erhöhungsschritte ohne Ausgleich beschlossen, und zwar pro t CO₂ auf 14,5 € im Jahr 2015, 22,0 € im Jahr 2016, 30,5 € im Jahr 2017, 44,6 € im Jahr 2018 und in weiteren Erhöhungsstufen von etwa 10 €/Jahr bis auf 86,2 € im Jahr 2022 [8].

Der Klima-Energiebeitrag wird von Haushalten und Unternehmen beim Kauf von Diesel, Benzin, Heizöl, Erdgas oder Kohle als Bestandteil der Steuer auf Mineralölprodukte, der Verbrauchsteuer auf Erdgas und Kohle erhoben. Die stoffliche Nutzung von Mineralöl, z.B. in der Chemie, ist von der Zahlung des Klima-Energiebeitrags befreit, ebenso der Energieeinsatz in Sektoren, die vom EU-Emissionshandel erfasst sind. Damit kommt der Klima-Energiebeitrag praktisch ausschließlich in den Sektoren Gebäude und Verkehr zur Anwendung [9].

Für die Autofahrer blieben die Steuererhöhungen der Jahre 2015 bis 2017 weitgehend unmerklich, da in diesen Jahren die Preise für Rohöl nachgegeben hatten. Im Laufe des Jahres 2018 kam es zu einem Anstieg der Rohölnotierungen; der Jahreshöchstpreis für das Nordseeöl Brent kletterte Anfang Oktober

auf über 80 US\$/Barrel. Weil entsprechend auch die Preise für Kraft- und Heizstoffe stiegen, wurde die CO₂-Steuer zum Streitpunkt, an dem sich seit Oktober 2018 die „Gelbwesten“-Proteste entzündeten. Die „Gelbwesten“-Proteste weiteten sich später zu einer breiteren Bewegung gegen die allgemeine Steuer- und Sozialpolitik der von Emmanuel Macron geführten Regierung aus. Vor diesem Hintergrund war die Umsetzung der ab dem 1.1.2019 vorgesehenen weiteren Erhöhungsschritte des CCE ausgesetzt worden. Gleichwohl bleibt die fortgesetzte Erhöhung der CO₂-Steuer eine Priorität für die französische Regierung und – neben dem ETS – einer der wichtigsten und wirksamsten Hebel zur Eindämmung des Klimawandels.

Am 9. Juli 2019 hat die französische Verkehrsministerin die Erhebung einer Öko-Steuer auf Tickets für Flüge angekündigt, die ab Frankreich starten. Die Steuer, verankert im Haushaltsgesetz 2020, soll ab 2020 gelten. Die Höhe der Steuer hängt von der Flugstrecke und von der Beförderungsklasse ab. Sie beträgt pro Ticket in der Economy-Class 1,50 € für innereuropäische und 3 € für außereuropäische Flüge; in der Business-Class lauten die Steuersätze für die entsprechenden Strecken 9 € bzw. 18 €. Ausnahmen sind für Anschlussflüge und für Flugreisen auf die Mittelmeerinsel Korsika sowie in die französischen Überseegebiete vorgesehen. Das Aufkommen aus der Steuer, das auf 180 Mio. € pro Jahr beziffert wird, soll insbesondere für Investitionen in Frankreichs Schienen-Infrastruktur verwendet werden.

Großbritannien

Großbritannien ist gegenwärtig in den ETS der EU einbezogen, das insbesondere die stationären Anlagen der Energiewirtschaft und der Industrie erfasst. Die britische Regierung betrachtet den Emissionshandel als Eckpfeiler einer kosteneffizienten technologieneutralen Klimaschutzpolitik.

In Ergänzung zu dem Preis, der sich im EU ETS auf der Basis von Angebot und Nachfrage nach Zertifikaten einstellt, hatte Großbritannien zum 1.4.2013 für den Stromsektor einen Carbon Price Support (CPS)-Mechanismus eingeführt. Dieser CPS-Mechanismus sieht einen Minimum Carbon Price für fossile Brennstoffe, die zur Stromerzeugung einge-

setzt werden, in Form eines Carbon Price Floor (CPF) in Höhe von zunächst 16 GBP (entsprechend knapp 18 €) vor. Angesichts des niedrigen Preises für CO₂-Zertifikate, die zu Beginn der dritten Handelsperiode des EU ETS herrschten, sollten mit dem CPF der angestrebte Rückgang in der Erzeugung von Strom aus Kohle verstärkt und Investitionen in CO₂-arme bzw. -freie Technologien zusätzlich begünstigt werden.

Entgegen ursprünglichen Absichten, diesen Carbon Price Support schrittweise 2020 auf 30 GBP anzuheben, hatte die Regierung im Rahmen des Haushalts für 2014 beschlossen, den CPS auf 18 GBP im Zeitraum 2016/17 bis 2019/20 einzufrieren. Im Haushalt für 2018 war angekündigt worden, den CPF in dieser Höhe bis 2020/21 aufrecht zu erhalten.

Auch nach dem geplanten Austritt Großbritanniens aus der EU will die Regierung an der Bepreisung von CO₂ als effektivem Instrument zur Begrenzung der Emissionen an Treibhausgasen festhalten. Die nach Vollzug des Brexit von der Regierung bevorzugte Option besteht in der Einrichtung eines nationalen Treibhausgas-Emissionshandelsystems (UK ETS), das mit dem EU ETS verknüpft ist. Für den eher unwahrscheinlichen Fall, dass ein solches „Linking Agreement“ mit der EU nicht erreicht werden kann, werden alternative CO₂-Preisoptionen erwogen. Dazu gehören:

- ein Standalone Domestic Emissions Trading System;
- eine CO₂-Steuer (Carbon Emission Tax) bzw.
- eine Teilnahme an Phase IV des EU ETS, die von 2021 bis 2030 reicht.

Die Regierung hat allerdings die klare Präferenz ausgedrückt, ein UK ETS, verknüpft mit dem EU ETS, zu begründen, statt – alternativ – nach dem Ende von Phase III (31.12.2020) im EU ETS zu verbleiben [10].

Niederlande

Die niederländische Regierung strebt an, die Treibhausgas-Emissionen bis 2030 um 49 % – verglichen mit dem Stand von 1990 – zu senken. Die Maßnahmen, um dies zu erreichen, sind in dem National Climate Agreement verankert, das der Minister für Wirtschaft und Klimapolitik

am 28. Juni 2019 dem Parlament zugeleitet hat. Mit dem Climate Agreement wird das Ziel verfolgt, die angestrebte Reduktion der Emissionen an Treibhausgasen möglichst kosteneffizient zu realisieren.

Konkret werden Maßnahmen für die einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft benannt [11]. Dazu gehören u.a.:

- Eine Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich und ein Verzicht des Einsatzes von Erdgas zur Beheizung neuer Gebäude;
- Emissionsfreiheit aller ab 2030 neu zugelassenen Personenkraftwagen;
- Einführung einer CO₂-Abgabe in der Industrie sowie die finanzielle Unterstützung von CO₂-Minderungsoptionen;
- Beendigung der Kohleverstromung bis 2025/2030 sowie Einführung eines Mindestpreises für CO₂ im Bereich der Stromerzeugung.

Das Climate Agreement ist ein essentieller Teil des Climate Plan und des Integrated National Energy and Climate Plan (NECP), den die Mitgliedstaaten der EU der Europäischen Kommission zu übermitteln haben.

Anfang Juni 2019 hat der Minister für Wirtschaft und Klimapolitik einen Gesetzentwurf zur CO₂-Bepreisung in der Stromerzeugung und in der Industrie vorgelegt. Danach strebt die Regierung an, ab 1. Januar 2020 einen Mindestpreis für CO₂, das bei der Stromerzeugung emittiert wird, einzuführen. Diese Maßnahme ist mit dem EU ETS verknüpft. Dies hat die Regierung angesichts der mit diesem System verbundenen Preisschwankungen für CO₂-Zertifikate entschieden. Dieser Mindestpreis für CO₂ wird im Jahr 2020 mit einem Satz von 12,30 €/t eingeführt; bis 2030 soll der Mindestpreis auf 31,90 €/t steigen. Sofern der EU ETS-Preis unter den Minimum-Preis fällt, wird die Differenz in Form einer nationalen CO₂-Steuer erhoben, wobei seitens der Regierung nicht erwartet wird, dass der Preis in den nächsten Jahren unter diesen Minimum-Preis absinkt.

Der Minimum-Preis ist auf alle Anlagen anwendbar, die Strom erzeugen und unter das EU ETS fallen. Dies schließt sowohl Kraftwerke der Stromversorger als auch Anlagen der Chemie, der Nahrungsmittelindustrie

und der Papierhersteller ein. Etwa 135 Unternehmen, die hauptsächlich oder als Nebentätigkeit Strom erzeugen, sind davon erfasst. Die Umsetzung dieser Maßnahme erfolgt durch die Dutch Emissions Authority.

Zusätzlich zur Einführung eines CO₂-Mindestpreises in der Stromerzeugung erarbeitet die Regierung eine CO₂-Steuer für die Industrie, die mit einem Satz von 30 €/t im Jahr 2021 starten und auf 125 bis 150 €/t ansteigen soll – erhoben auf jede t CO₂, die einen festgelegten Reduktionspfad überschreitet. Das Steueraufkommen soll zur Unterstützung von erneuerbaren Energien und von anderen CO₂-Reduktionsoptionen in der Industrie genutzt werden, wie Carbon Capture and (Usage) Storage (CC(U)S) sowie für Innovationen im Bereich der Wasserstoff-Technologie und anderer nachhaltiger Brennstoffe.

Außerdem beabsichtigt die Regierung, ab 2021 eine Abgabe auf Flugtickets einzuführen, falls eine einheitliche Regelung für die gesamte EU nicht zustande kommt.

Diskussionsstand in Deutschland

In Deutschland findet gegenwärtig ein Wettstreit um das „richtige“ Konzept zur CO₂-Bepreisung statt. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) hatte drei Gutachten zu dieser Frage vergeben, die in der ersten Juli-Hälfte 2019 vorgelegt wurden [12]. Ferner haben der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) und der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Konzepte zur CO₂-Bepreisung in Deutschland vorgestellt [13].

Nachfolgend werden exemplarisch die Konzepte der beiden letztgenannten Gutachten skizziert, die – ebenso wie die drei Gutachten im Auftrag des BMU – als Grundlagen für die im Herbst 2019 angekündigten politischen Entscheidungen zu diesem Thema dienen.

Gutachten des SVR

Der SVR schlägt vor, die Klimapolitik mittels einer Bepreisung von CO₂ als zentralem Instrument neu auszurichten. Dazu hat er

ein konkret ausgestaltetes Konzept vorgelegt. Dieses sieht vor, dass der EU ETS spätestens bis zum Jahr 2030 in allen Mitgliedstaaten auf die Sektoren Verkehr und Gebäude ausgeweitet und somit ein über alle Sektoren einheitlicher CO₂-Preis etabliert wird. Als Übergangslösung auf dem Weg zu diesem integrierten System ist – so der SVR – in den bisher nicht vom EU ETS erfassten Sektoren Verkehr und Gebäude ein separater CO₂-Preis zu etablieren.

Dafür werden zwei Ansätze vorgeschlagen: ein separates Emissionshandelssystem für Verkehr und Gebäude oder eine CO₂-Steuer auf die in diesen Sektoren eingesetzten Heiz- und Kraftstoffe. Ausschließliches Ziel einer CO₂-Bepreisung in Deutschland sollte nach Auffassung des SVR sein, Emissionen effizient zu reduzieren und nicht, zusätzliche Steuereinnahmen zu generieren. Deshalb wird – zur Gewährleistung der Akzeptanz durch die Bevölkerung – eine Rückverteilung der staatlichen Einnahmen in pauschaler Form pro Einwohner oder über eine Senkung der Stromsteuer für notwendig gehalten.

Insgesamt setzen die Vorschläge des SVR stark auf globale Koordination und marktwirtschaftliche Instrumente. „Nicht sinnvoll ist es“, so der SVR, „über die europäisch vereinbarten Ziele hinaus weitere nationale oder gar sektorale Ziele anzustreben.“ Deutschland sollte als Vorbild wirken und zeigen,

„dass die vereinbarten klimapolitischen Ziele auf volkswirtschaftlich effiziente Weise und ohne größere gesellschaftliche Verwerfungen zu erreichen sind.“

Gutachten des BMWi-Beirats

Auch der Wissenschaftliche Beirat beim BMWi setzt auf eine Bepreisung von CO₂ verbunden mit einer Abschaffung der bisherigen (impliziten) CO₂-Steuern und Umlagen, konkret durch die Abschaffung der EEG-Umlage und der Stromsteuer. Als entscheidendes Instrument zur Realisierung dieses Vorhabens spricht sich der Beirat für die Einführung eines Zertifikatehandels mit Preiskorridor in allen Sektoren aus, also auch Gebäude und Verkehr. Aufgrund der stark unterschiedlichen Ausgangsbedingungen können sich die Preiskorridore in den verschiedenen Emissionsmärkten anfänglich unterscheiden, sollten aber – so die Wissenschaftler – mittelfristig konvergieren. „Dann sollten alle Sektoren in einem einheitlichen europäischen Emissionsmarkt zusammengeführt werden, auf dem sich ein einheitlicher Preis pro t CO₂ ergibt.“

Eine entsprechende Reform führt dazu, dass sich die Strompreise vermindern, während die Belastung von leichtem Heizöl und Erdgas deutlich steigt. Die Preise für Benzin und Diesel gleichen sich auf einem moderat erhöhten Niveau an. „Diese Preisentwick-

lungen induzieren im Sektor Gebäude Investitionen in Wärmepumpen und Gebäudeisolierung und im Bereich Verkehr in Elektromobilität.“ Direkte Staatseingriffe, sektorspezifische Regulierung und staatliches Mikromanagement der CO₂-Emissionen (wie z.B. die Flottenregulierung der Automobilhersteller, ein staatlich verordneter Ausstieg aus der Kohleverstromung und die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien) sollten nach Auffassung der Wissenschaftler nach der Einführung einer wirksamen CO₂-Bepreisung durch den vorgeschlagenen Emissionshandel entfallen.

Zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und zur Vermeidung von Carbon Leakage schlagen die Gutachter die Einführung eines Grenzausgleichs vor, solange Länder außerhalb der EU keine vergleichbare CO₂-Bepreisung vornehmen. Langfristig kann Klimaschutz nur gelingen, so das Resümee in dem Gutachten des Beirats, „wenn es internationale Kooperation und einen international einheitlichen Mindestpreis für CO₂ gibt.“

Die vom SVR und vom Wissenschaftlichen Beirat beim BMWi vorgelegten Konzepte dienen – ebenso wie die drei vom BMU beauftragten Gutachten – zur Vorbereitung des sog. Klimakabinetts, das voraussichtlich im September 2019 über die Einführung einer CO₂-Bepreisung in den nicht vom EU ETS erfassten Sektoren entscheiden wird.

Tab.: Energiepreisvergleich für ausgewählte Staaten (Endverbraucherpreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen)

Staat	Superbenzin (15.07.2019)	Dieselmotorkraftstoff (15.07.2019)	Leichtes Heizöl (15.07.2019)	Erdgas (2. Hj. 2018)	Elektrizität (Juni 2019)
	€/l	€/l	Cent/l	Cent/kWh	Cent/kWh
Deutschland	1,48	1,26	70,4	6,1	32
Schweden	1,52	1,50	117,75	12,2	18
Schweiz	1,44	1,53	81,2	8,6	18
Frankreich	1,52	1,42	91,8	7,6	17
Großbritannien	1,41	1,47	67,2	5,2	21
Niederlande	1,69	1,36	114,0	8,6	22

Quellen:
 Kraftstoffe (Tankstellenpreise): Energie Informationsdienst, EID 30/19 sowie für die Schweiz GlobalPetrolPrices.com 2019
 Leichtes Heizöl (Private Haushalte): Energie Informationsdienst, EID 30/19 sowie für die Schweiz www.heizoeil24.ch
 Erdgas (Heizgas für Private Haushalte): eurostat, Pressemitteilung 88/2019 vom 21. Mai 2019 sowie für die Schweiz Statista (Angabe für das Jahr 2018)
 Strom (Private Haushalte): GlobalPetrolPrices.com 2019

Bei der Diskussion über eine zusätzliche Belastung ist ein Vergleich der Verbraucherpreise für Energie in Deutschland und in den in dieser Synopse berücksichtigten Staaten von Interesse. Dabei zeigt sich, dass gegenwärtig die Preise für Kraftstoffe, insbesondere für Dieseldieselmotoren, in Deutschland relativ günstig sind. Dies gilt auch für leichtes Heizöl und für Erdgas. Demgegenüber sind die Strompreise in Deutschland im Vergleich zum Durchschnitt der fünf in diese Übersicht einbezogenen Staaten um rund zwei Drittel höher (siehe Tab.).

Fazit/Schlussfolgerungen

Marktwirtschaftliche Instrumente und das Setzen auf internationale Kooperation sind die entscheidenden Schlüssel für kosteneffizienten und wirksamen Klimaschutz. Mit dieser Intention befürworten die Wissenschaftler des SVR und des Beirats des BMWi eine Ausdehnung des CO₂-Emissionshandels auf die Sektoren Gebäude und Verkehr. Eine Einbeziehung dieser Sektoren in das bestehende EU ETS würde allerdings – angesichts der geringen Preiselastizität der Nachfrage insbesondere im Verkehrssektor – vermutlich zu sehr hohen CO₂-Zertifikate-Preisen führen. Konsequenz wäre u.a. ein massiver Anstieg der Großhandelspreise für Strom, der insbesondere die energieintensive Industrie treffen würde. Die gleichzeitig befürwortete Abschaffung der Stromsteuer und der EEG-Umlage würde für diese im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen keine wirksame Entlastung bringen, da sie von der Stromsteuer und der EEG-Umlage sehr weitgehend befreit sind.

Der vom Beirat ins Spiel gebrachte Grenzausgleich, dem Importe aus Drittländern, in denen keine vergleichbare CO₂-Bepreisung erfolgt, unterworfen werden sollen, ist kritisch zu sehen. Dies gilt angesichts der Schwierigkeiten, sachgerechte Berechnungsgrundlagen für den Grenzausgleich in jedem Einzelfall zu bestimmen und des damit zudem verbundenen gewaltigen bürokratischen Aufwandes sowie des handelspolitischen Konfliktpotenzials, auf das der Beirat auch selbst hinweist. Vor diesem Hintergrund erscheint ein separates Emissionshandelssystem für die Sektoren Gebäude und Verkehr oder eine CO₂-Besteuerung der in diesen Sektoren eingesetzten Brenn- bzw. Kraftstoffe als der praktikablere Weg, solange es nicht gelingt, sich auf eine international vergleichbare Bepreisung von CO₂ zu ver-

ständigen. Eine CO₂-Bepreisung in Höhe von 29 €/t – entsprechend dem gegenwärtigen Zertifikatspreis im EU ETS – würde in Deutschland ein Aufkommen von etwa 10 Mrd. € pro Jahr erbringen. Dies würde sich in einem Aufschlag auf die Öl- und Erdgaspreise auswirken, der bei den Tankstellen- und Heizölpreisen 8 bis 9 Cent/Liter und bei Erdgas etwa 0,7 Cent/kWh (jeweils einschließlich Mehrwertsteuer-effekt) ausmachen würde.

Die damit erzielten Einnahmen könnten dazu dienen, die Stromsteuer von gegenwärtig 20 €/MWh auf den EU-weit gültigen Mindestsatz von 1 €/MWh abzusenken (das Aufkommen aus der Stromsteuer beträgt rund 7 Mrd. € pro Jahr) und zusätzlich in einem ersten Schritt die EEG-Umlage zu reduzieren. Dadurch würde zugleich die Sektorenkopplung begünstigt, also die Nutzung von künftig überwiegend erneuerbar erzeugtem Strom im Wärmemarkt und im Verkehr.

Auch im Falle weiterer Erhöhungsschritte müsste zur Sicherung der Akzeptanz Aufkommensneutralität gewährleistet werden. Dies könnte z.B. durch eine weitere Reduzierung der EEG-Umlage geschehen. In Betracht kommen auch die steuerliche Begünstigung bzw. direkte Zuschüsse für die energetische Gebäudesanierung, die Bereitstellung von Mitteln zum Ausbau der Ladeinfrastruktur und zum Kauf von Elektro-Fahrzeugen, die Förderung der Technologie Power-to-X (PtX), also die Herstellung synthetischer Kraft- und Heizstoffe mittels Strom aus erneuerbaren Energien und eine Verbesserung der Bedingungen für die Nutzung des ÖPNV – bis hin zur schrittweisen Ermöglichung einer kostenfreien Nutzung des ÖPNV.

Quellen

- [1] World Bank Group: State and Trends of Carbon Pricing 2019, Washington DC, Juni 2019.
- [2] Deutscher Bundestag, Wissenschaftlicher Dienst: Die CO₂-Abgabe in der Schweiz, Frankreich und Großbritannien – Mögliche Modelle einer CO₂-Abgabe für Deutschland, Berlin, 12. April 2018.
- [3] The Government of Sweden: Sweden's Carbon Tax, Stockholm, Updated 17 January 2019.
- [4] Anthesis Enveco AG: The Swedish CO₂ tax – an Overview, Stockholm, 5 March 2018.
- [5] Schweizerische Eidgenossenschaft, Bundesamt für Umwelt (BAFU): CO₂-Abgabe, Bern, 28. September 2018.
- [6] Schweizerische Eidgenossenschaft, Bundesamt für Umwelt (BAFU): Totalrevision des CO₂-Gesetzes für die

Zeit nach 2020, Faktenblatt 4: Emissionshandelssystem EHS, Bern, 22. November 2018.

[7] Schweizerische Eidgenossenschaft, Bundesamt für Umwelt (BAFU): Maßnahmen-Portfolio Revision CO₂-Gesetz, Faktenblatt 7: CO₂-Grenzwerte für Neufahrzeuge, Bern, 22. November 2018.

[8] Deutsch-französisches Büro für die Energiewende: CO₂-Bepreisung in Frankreich, Berlin/Paris, Februar 2018.

[9] Agora Energiewende: Die Gelbwesten-Proteste: Eine (Fehler-) Analyse der französischen CO₂-Preispolitik, Berlin, 15. März 2019.

[10] The Future of UK Carbon Pricing. A joint consultation of the UK Government, the Scottish Government, the Welsh Government and the Department of Agriculture, Environment and Rural Affairs in Northern Ireland, May 2019.

[11] Government of the Netherlands: Climate deal makes halving carbon emissions feasible and affordable, The Hague, 28. June 2019.

[12] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Für eine sozialverträgliche CO₂-Bepreisung, Berlin, Juli 2019; Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung der Hans-Böckler-Stiftung: Wirtschaftliche Instrumente für eine klima- und sozialverträgliche CO₂-Bepreisung. LOS 2: Belastungsanalyse, Düsseldorf, Juli 2019; Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft: Lenkungs- und Verteilungswirkungen einer klimaschutzorientierten Reform der Energiesteuer, Berlin, Juli 2019.

[13] Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Sondergutachten 2019: Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik, 12. Juli 2019; Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energiepreise und effiziente Energiepolitik, Berlin, 15. Juli 2019.

*Dr. H.-W. Schiffer, Lehrbeauftragter für Energiewirtschaft an der RWTH Aachen
HWSchiffer@t-online.de*

Überblick

Der Beitrag skizziert den Status der weltweiten CO₂-Preisinitiativen und geht im Einzelnen auf die Situation in Schweden, in der Schweiz sowie in Frankreich, Großbritannien und den Niederlanden ein. Im Anschluss daran wird der Diskussionsstand in Deutschland erläutert. Dazu werden auch die Kernaussagen von zwei im Sommer 2019 vorgelegten Gutachten (SVR und BMWi-Beirat) herangezogen.

Die Erneuerbaren mittels CO₂-Bepreisung stärker im Markt verankern

Wo steht Deutschland im energiewirtschaftlichen Transformationsprozess? Eine umfassende Erläuterung der Lage liefert der zweite Fortschrittsbericht zur Energiewende, der Anfang Juni vom Bundeskabinett verabschiedet wurde. Wie ist die Bestandsaufnahme zu beurteilen? Die Stellungnahme der unabhängigen Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ergibt ein gemischtes Bild. „et“ sprach mit dem Vorsitzenden dieses Gremiums, Andreas Löschel, über Erreichtes und Nichterreichtes sowie über neue Lenkungskonzepte für die Zukunft.

„et“: Herr Löschel, wie schätzen Sie den Bericht generell ein?

Löschel: Die Bundesregierung hat mit ihrem zweiten Fortschrittsbericht eine zutreffende Einschätzung über den Stand der Energiewende gegeben. Sie spricht darin auch die zentralen Problemlagen an, ohne allerdings gleich weitergehende Lösungen aufzuzeigen. Zwar ist die Problembeschreibung wichtig, es müssen aber auch konkrete Lösungsschritte folgen. Im Übrigen hat sich an den Problemen, insbesondere mangelnde Zielerreichung bei den Treibhausgas-Emissionen, zu geringe Verbesserung der Energieeffizienz und Energieeinsparung vor allem im Verkehr, seit dem ersten Bericht 2012 wenig verbessert.

Erneuerbare: Mehr Integration, Förder-Effizienz und Dynamik notwendig

„et“: Sehr positiv kommt die Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien weg. Ist dort also alles gut?

Löschel: Bei den Erneuerbaren haben wir im Strombereich einen recht dynamischen Ausbau gesehen, der dazu beigetragen hat, die angestrebten Ziele sogar zu übertreffen. Trotzdem gibt es auch in diesem Kontext weiteren Anpassungsbedarf: Ausschreibungen sind nur ein wichtiger erster Schritt. Wir haben uns in der Stellungnahme dafür ausgesprochen, die erneuerbaren Energien noch weiter in den Markt zu integrieren und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in dieser Richtung weiterzuentwickeln. Vor allem die Flexibilitätsoptionen können hiervon profitieren. Also mehr Integration, mehr Effizienz in der Förderung und der Wunsch, mittels CO₂-Bepreisung die Erneuerbaren wettbewerbsfähig zu machen. Was aus unserer Sicht mit höheren CO₂-Preisen gelingen kann, wie man das ja in den Ausschreibungsergebnissen sieht.



Prof. Dr. Andreas Löschel, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“; Inhaber des Lehrstuhls für Mikroökonomik, insbesondere Energie- und Ressourcenökonomik, an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster
Foto: Alex Tetreault

Trotzdem macht uns die in letzter Zeit abnehmende Dynamik beim Ausbau der Erneuerbaren im Strombereich, insbesondere beim Wind an Land, große Sorgen. Um das 65 %-Ziel 2030 zu erreichen, muss eine ganz andere Dynamik angestoßen und aufrechterhalten werden. Dazu bedarf es insbesondere einer transparenten, vorausschauenden und ausgewogenen Raumplanung. Die Forcierung des Erneuerbaren-Ausbaus im Stromsektor wird wichtig sein, um die Sektorkopplung voranzubringen und den Kohleausstieg zu realisieren.

Versorgungssicherheit: Neue Ansätze anwenden

„et“: Ein weiterer Punkt, den die Bundesregierung in ihrem Bericht positiv hervorhebt, ist das hohe Niveau bei der Stromversorgungs-

sicherheit. Aber reicht der SAIDI-Wert dafür in Zukunft zur Beurteilung noch aus?

Löschel: Die Frage der Versorgungssicherheit muss in der Tat in Zukunft anders beantwortet werden – und zwar im europäischen Verbund, probabilistisch und unter Vorgabe eines angestrebten Versorgungssicherheitsstandards. Auf dieser Grundlage kann dann z.B. eine Last-Unterdeckungserwartung (Loss of Load Expectation – LOLE) als Indikator bestimmt werden. Wir haben in unserer Stellungnahme angemerkt, dass die Bundesregierung in diesem Bereich ein „Bewertungsvakuum“ bei der Versorgungssicherheit hinterlassen hat. Mittlerweile wurde der Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit nachgeliefert und dort auch zum ersten Mal der angestrebte Versorgungssicherheitsstandard definiert. Das begrüßen wir sehr.

„Bei den Erneuerbaren haben wir im Strombereich einen recht dynamischen Ausbau gesehen, der dazu beigetragen hat, die angestrebten Ziele sogar zu übertreffen. Trotzdem gibt es auch in diesem Kontext weiteren Anpassungsbedarf: Ausschreibungen sind nur ein wichtiger erster Schritt. Wir haben uns in der Stellungnahme dafür ausgesprochen, die erneuerbaren Energien noch weiter in den Markt zu integrieren und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in dieser Richtung weiterzuentwickeln. Vor allem die Flexibilitätsoptionen können hiervon profitieren. Also mehr Integration, mehr Effizienz in der Förderung und der Wunsch, mittels CO₂-Bepreisung die Erneuerbaren wettbewerbsfähig zu machen.“

Prof. Dr. Andreas Löschel, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“; Inhaber des Lehrstuhls für Mikroökonomik, insbesondere Energie- und Ressourcenökonomik, an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

Nach den aktuellen Versorgungssicherheitsanalysen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ist die Lage bis 2025 nicht besonders kritisch. Die Empfehlungen der Kohlekommission sind mittelfristig ohne Verwerfungen auf dem Strommarkt umsetzbar. Die Analysen zeigen aber auch, dass ein deutscher Kohleausstieg vor allem Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in den Nachbarländern hat, insbesondere auf Belgien und Frankreich. Nach 2025 muss man dann genauer hinschauen. Wir unterstützen daher die Empfehlung der Kohlekommission auf Durchführung eines Monitoring- und Evaluierungsprozesses.

„et“: Wenn die Kohlekapazitäten wie geplant aus dem Markt gehen, braucht es dann nicht Investitionen in gesicherte Leistung bzw. Anreize dazu?

Löschel: In der mittleren Sicht wird der Kohleausstieg keine Probleme bereiten. Viele Kraftwerke werden sowieso aus ökonomischen Gründen den Markt verlassen. Dann wird es sicherlich einen umfassenderen Bedarf an neuen Investitionen geben und diese müssen sich rechnen. Flexibilitäten als solche müssen viel attraktiver werden als heute. Dazu bedarf es eines marktlichen Rahmens mit einer umfassenden CO₂-Bepreisung und einer Verschlankung der Strompreise, zeitlichen Knappheitssignalen für Erneuerbare und räumlichen Knappheitssignalen bei den Netzentgelten. Die heutigen Strukturen werden sich auflökern müssen, damit Flexibilitäten auch wirklich gehoben werden können.

Zwischen Strompreisen und Stromkosten unterscheiden

„et“: Bei den Stromkosten von Letztverbrauchern gibt sich die Bundesregierung gute Noten. Vergleichsportale hingegen kommen zu drasti-

schen Ergebnissen wie einem Anstieg von 50 % seit 2007. Wo liegt hier die Wahrheit?

Löschel: Wir haben im Monitoring versucht, zwischen Strompreisen und den Belastungen durch Stromkosten zu unterscheiden. Die Strompreise für Letztverbraucher sind in der Tat in den letzten Jahren stark angestiegen, insbesondere durch die nicht-marktgetriebenen Preisbestandteile, die steil nach oben gingen. So kommt es zu einem Anstieg von fast 50 % im letzten Jahrzehnt und Höchstständen um die 30 Cent/kWh für private Haushalte und etwa 15 Cent/kWh für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen.

Wichtig ist aber doch, wie sich Preise in Stromkosten übertragen und sich diese im Verhältnis zu den Einkommen der Haushalte und der Wertschöpfung der Unternehmen verhalten. Das zeigt nämlich, wie gut diese Kosten getragen werden können. Die Letztverbraucherausgaben für Strom gemessen am Bruttoinlandsprodukt sind in den letzten Jahren aber gesunken, die Belastungen der Haushalte und Unternehmen fielen also niedriger aus. Gaben die Letztverbraucher im Jahr 2011 noch etwa 2,5 % des Bruttoinlandsprodukts für Strom aus, so sind es 2017 nur noch 2,1 % gewesen. Auch im Bereich von Wärme und Verkehr gibt es diese Entwicklung. Die relative Kostenbelastung für Energie ist also in den letzten Jahren gesunken.

„et“: Industriekunden außerhalb der Befreiung von Entlastungsregelungen haben 2017 allerdings fast 5 % mehr für Strom bezahlen müssen als 2008.

Löschel: Das ist natürlich eine problematische Entwicklung, die in der Tat darauf zurückzuführen ist, dass die Strompreise durch die Energiewende-Belastungen immer stärker

angestiegen sind. Und diese steigenden Kosten sind zweifellos ein Problem für die Unternehmen, die von EEG und Co. nicht ausgenommen sind. Es ist ein wichtiger Punkt für das Gelingen der Energiewende, dass man Strompreise günstiger gestaltet. Dabei geht es weniger um die Großhandelspreise, sondern insbesondere um Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie. Eine Energiepreisreform ist auch vor dem Hintergrund unabdinglich.

Wir haben im Monitoring vorgeschlagen, die Umlagen auf Elektrizität durch einen CO₂-bezogenen Zuschlag auf fossile Energieträger aufkommensneutral zu ersetzen. Mit einem CO₂-Preis von etwa 50 €/tCO₂ in allen Sektoren könnten alle zusätzlichen Belastungen auf den Strom weggenommen werden, d.h. der Strompreis wird entlastet und es gibt eine massive Umlenkungswirkung von 25 Mrd. € im Jahr zu Lasten der fossilen Energieträger in Bereichen wie Gebäude und Verkehr, in denen wir massiv Emissionen reduzieren müssen. Das würde die Anreizsysteme in der Energiewirtschaft grundlegend verändern.

Energieeffizienz und Einsparung breiter angehen

„et“: Große Sorgen bereitet der Energieverbrauch, der seit 2008 jährlich nur um durchschnittlich 0,8 % abgenommen hat, was ja auch zur Verfehlung der eigenen 2020-Ziele beiträgt.

Löschel: In der Tat, das ist eine große Baustelle. Im aktuellen Fortschrittsbericht hat die Bundesregierung zum ersten Mal die Anstrengungen im Rahmen des Aktionsplans Energieeffizienz bewertet. Das ist ein wichtiger Schritt, die Wirkungen der meisten Maßnahmen sind aber ernüchternd. Wir haben in unserem Monitoring der

„Es ist ein wichtiger Punkt für das Gelingen der Energiewende, dass man Strompreise günstiger gestaltet. Dabei geht es weniger um die Großhandelspreise, sondern insbesondere um Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie. Eine Energiepreisreform ist auch vor dem Hintergrund unabdinglich. Wir haben im Monitoring vorgeschlagen, die Umlagen auf Elektrizität durch einen CO₂-bezogenen Zuschlag auf fossile Energieträger aufkommensneutral zu ersetzen. Mit einem CO₂-Preis von etwa 50 €/t CO₂ in allen Sektoren könnten alle zusätzlichen Belastungen auf den Strom weggenommen werden, d.h. der Strompreis wird entlastet und es gibt eine massive Umlenkungswirkung von 25 Mrd. € im Jahr zu Lasten der fossilen Energieträger in Bereichen wie Gebäude und Verkehr, in denen wir massiv Emissionen reduzieren müssen. Das würde die Anreizsysteme in der Energiewirtschaft grundlegend verändern.“

Prof. Dr. Andreas Löschel, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Inhaber des Lehrstuhls für Mikroökonomik, insbesondere Energie- und Ressourcenökonomik, an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

Energiewendemaßnahmen der Bundesregierung in diesem Bereich empfohlen, das Thema Energieeffizienz breiter anzugehen und sich von der Fülle an Einzelregulierungen abzuwenden.

Kein rein regulierter Kohleausstieg

„et“: *Anderes Stichwort: schrittweiser Kohleausstieg, für den ein gesellschaftlicher Konsens entwickelt wurde. Gleichzeitig will man am ganz großen Rad drehen und diskutiert über CO₂-Bepreisung.*

Löschel: Wichtig ist: Der Ausstieg aus der Kohle sollte nicht rein ordnungsrechtlich erfolgen. In jedem Fall ist sicherzustellen, dass die Emissionsminderung europaweit auch tatsächlich effektiv wird und es keine Verschiebungen innerhalb der Stromnachbarn gibt. Zwar ist es so, dass die eingesparten Emissionen zum Teil durch die Marktstabilitätsreserve des europäischen Emissionshandelssystems aufgefangen werden, aber wohl nicht vollständig und schon gar nicht in der mittleren Perspektive. Sie müssen also neutralisiert werden.

Der geplante Ausstieg sollte marktlich unterstützt werden, damit er wirksam wird. Der ETS ist eine zentrale Stellschraube für den deutschen Kohleausstieg. Mit höheren Preisen im ETS um die 50 €/CO₂ bräuchten wir keinen administrierten Kohleausstieg mehr, dieser würde weitestgehend allein marktgetrieben stattfinden. Da nicht klar ist, ob der EU ETS diese Preise im nächsten Jahrzehnt erzielen wird, ist ein nationaler Mindestpreis im ETS eine Option für den Kohleausstieg. Das ist auch wichtig, um nicht bloß eine Verschiebung von

einem Kohlekraftwerk zum ändern zu erreichen. Oder dann hin zum Gas.

Ein CO₂-Preisgetriebener Ausstieg aus der Kohle hätte zudem bezüglich der Versorgungssicherheit Vorteile, weil sich emissionsärmere und moderne Kraftwerke bei Knappheiten trotz steigender CO₂-Preise länger im Markt halten können. Man muss also auch hier Versorgungssicherheitsfragen mitberücksichtigen, die bei einem regulierten Ausstieg mit einem fixen Ausstiegsfahrplan gegen Ende der 2020er Jahre Probleme bereiten könnten.

CO₂-Bepreisung: Von der Steuer zum erweiterten Emissionshandel

„et“: *Wie soll es nun mit der Lenkung der Energiewende weitergehen? CO₂-Steuer oder Ausweitung des EU-ETS auf Nicht-ETS-Bereiche?*

Löschel: Diese beiden Optionen müssen sich gar nicht diametral gegenüberstehen. Denn sowohl die CO₂-Steuer als auch der Emissionshandel setzen an derselben Stelle an und deshalb ist es auch relativ einfach möglich, ein Steuersystem später in einen Emissionshandel zu überführen. Die Ausweitung des EU-ETS ist eine wichtige Perspektive. Dieses Unterfangen dürfte sich aber länger hinziehen, wenn man die Geschichte des bestehenden Systems betrachtet. Schließlich braucht man das Einverständnis der anderen Mitgliedstaaten, die nicht darüber begeistert sein dürften, die deutschen Nicht-ETS-Sektoren in den Emissionshandel aufzunehmen, um die deutschen Klimaziele zu erfüllen. Denn das würde dort durchaus Belastungen bei der energieintensiven Energie hervorrufen.

Deshalb scheint es ratsam, kurzfristig erst einmal national über eine CO₂-Steuer nachzudenken, um entsprechende Lenkungswirkung zu entfalten. Und gleichzeitig damit zu beginnen, mit den Partnern die Ausweitung des Emissionshandels anzugehen. Die vielen Detailfragen sollten gemeinsam mit den anderen Mitgliedstaaten gelöst werden.

„et“: *Was wäre angesichts dessen politisch jetzt angesagt?*

Löschel: Eine Kohlenstoffsteuer, die graduell in einen Emissionshandel überführt wird, könnte ein pragmatischer Kompromiss sein. In Australien wurde das im Jahr 2012 genauso angepackt. Die Lösung damals war ein „Fixpreis-Emissionshandelssystem“. Die Unternehmen konnten zunächst Zertifikate ohne Mengenbeschränkung direkt von der Regierung zu einem vorherbestimmten Preis kaufen. Dies wirkt wie eine CO₂-Steuer. Das System war aber so flexibel konstruiert, dass es ohne gesetzliche Änderungen in einen Emissionshandel überführt werden konnte. Dazu musste man nur vom Zertifikateverkauf zu einem fixen Preis zur Vesteigerung einer fixen Menge von Zertifikaten übergehen. Damit ist man „down under“ fließend zum Emissionshandel gewechselt.

„et“: *Herr Löschel, vielen Dank für das Interview.*

Weitere Informationen zum Monitoring der Energiewende unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>

Leistung und Erzeugung – Struktur der Stromversorgung in der richtigen Balance halten

Allzu häufig wird die Leistung von Windparks mit der von konventionellen Kraftwerken gleichgesetzt: so soll ein Windpark mit einer Nennleistung von 1.000 Megawatt (MW) vermeintlich den gleichen Beitrag für die Stromversorgung bringen wie ein Kern- oder Kohlekraftwerk mit entsprechender Leistung. Unwissen oder bewusste Irreführung? Manipulation lebt von solchen Bildern und Vereinfachungen. Doch die Trennung von Arbeit und Leistung ist ein zentraler Punkt bei der Bewertung der Versorgungssicherheit.

Die Abbildung zeigt den Anteil der Nennleistung (Kraftwerkskapazität) der verschiedenen Kraftwerkstypen in Deutschland im Jahr 2018 und den Stromanteil, der mit dieser Leistung tatsächlich produziert wurde (Stromerzeugung). Die Höhe der Stromproduktion ist dabei die entscheidende Information, die bei einem Vergleich häufig ausgelassen wird.

Die in Deutschland installierte Kapazität der beiden Kraftwerkskategorien, regelbarer und volatiler bzw. witterungsabhängiger Erzeugungsanlagen, ist inzwischen in etwa gleich hoch und wird sich weiter zu Lasten der regelbaren Anlagen verschieben. Die Darstellung der Erzeugungsdaten lässt jedoch sofort erkennen, dass der jeweilige Output dagegen nicht vergleichbar ist.

PV-Anlagen z.B. machen 21 % der installierten Leistung aus, tragen nur etwa 8 %

zur Stromerzeugung bei. Zusammengenommen wurden 2018 mit 104 Gigawatt (GW) Windkraft- und PV-Anlagen wenig mehr als 25 % des Stroms in Deutschland produziert, mit 115 GW regelbarer Kraftwerkskapazität dagegen knapp 75 %. Allein Kern- und Kohlekraftwerke liefern nahezu die Hälfte der gesamten Stromproduktion. Doch für diese Kraftwerke gibt es bekanntlich Stilllegungspläne.

Der weitere Ausbau der Windkraft- und PV-Anlagen kann die entstehende Deckungslücke nicht füllen. Naturgemäß sind PV-Anlagen lediglich tagsüber verfügbar und dann auch nur, wenn die Sonne scheint. Zur gesicherten Leistung tragen sie damit zu 0 % bei. Der Beitrag von Windkraftanlagen zur gesicherten Leistung beträgt lediglich 1 % – wie erneut die Flaute Ende Juli/Anfang August des laufenden Jahres zeigte. Für die Zeit, in der die Sonne nicht

scheint oder der Wind nicht weht, müssen Reserven an geplant einsetzbaren Anlagen bereitstehen.

Diese Aufgabe sollen in absehbarer Zeit Erdgasturbinen oder Gasmotoren übernehmen, wenn die Pläne zur vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken umgesetzt werden. Dazu müsste allerdings ein drastischer Zubau dieser Anlagen erfolgen. Der Bedarf an Erdgas, einem Energieträger bei dem Deutschland zunehmend importabhängig ist und dessen Klimabilanz bei LNG und Erdgas aus Fracking-Quellen zumindest relativierbar ist, würde sich deutlich erhöhen, wie auch der Strompreis. Stromspeicherlösungen in den erforderlichen Größenordnungen stehen zu vertretbaren Kosten auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung.

Entscheidend ist folglich, ob sich Kraftwerke durch eine hohe oder unsichere Verfügbarkeit auszeichnen und ob auf dem Weg zur Erreichung der Klimaziele die Balance zwischen Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit gehalten werden kann.

„et“-Redaktion

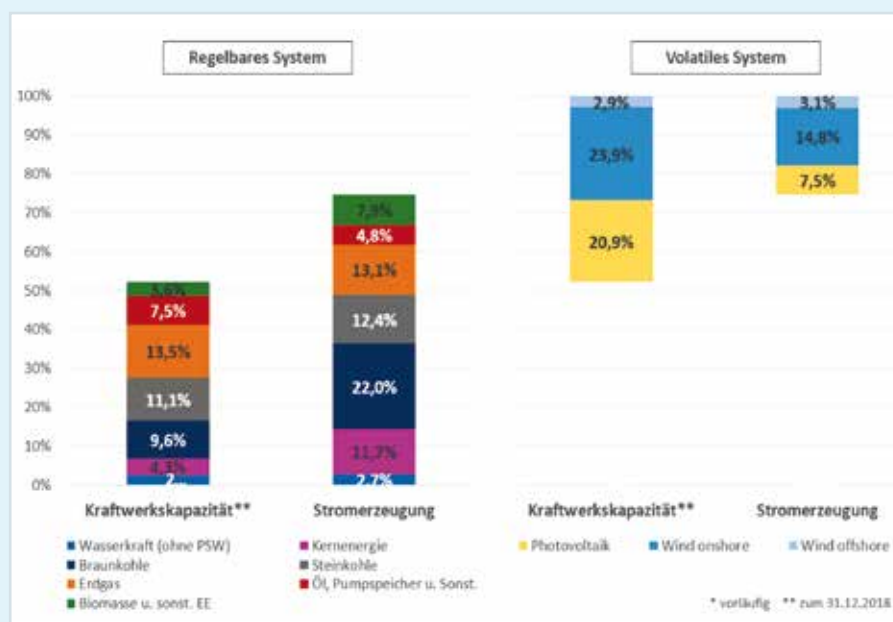


Abb. Kapazität und Erzeugung 2018*

Quelle: BDEW, eigene Darstellung