



Ökonomische Auswirkungen des EU-Emissionshandels auf die Elektrizitätswirtschaft



Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studiums

Umwelt- und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Christoph Zirngast, BSc

Matrikelnummer: 01410789

Betreuer:

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl (TU Graz)

Mitbetreuer:

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Tobias Pröll (BOKU)

Wien, Dezember 2020

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die Arbeit selbständig angefertigt habe. Es wurden keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Formulierungen und Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese schriftliche Arbeit wurde noch an keiner Stelle vorgelegt.

Datum

Unterschrift

Danksagung

Allen voran möchte ich mich bei Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz für die Möglichkeit bedanken, dass ich die Masterarbeit unter seiner Betreuung verfassen durfte. Ebenso gilt mein Dank Dipl.-Ing. Christopher Pansi, der mich bei den durchgeführten Simulationen unterstützt hat und stets mit Rat und Tat zur Seite gestanden ist. Außerdem möchte ich mich bei Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Tobias Pröll bedanken, der die Betreuung seitens der BOKU übernommen hat.

Natürlich möchte ich auch meinen Eltern und Freunden meinen größten Dank aussprechen, da sie mich während der Studienzeit stets unterstützt haben.

Kurzfassung

Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS) ist seit dem Jahr 2005 in Kraft und sorgt seither dafür, dass die Betreiber von fossilen Kraftwerken und großen Industrieanlagen mit Mehrkosten pro emittierter Tonne CO₂ belastet werden. Der Zertifikatspreis, welcher im Laufe der Zeit von unterschiedlichen Faktoren und Ereignissen beeinflusst wurde, hat sich jedoch meist auf eher niedrigem Niveau bewegt. Erst mit dem Preisanstieg Mitte 2018 ist der Zertifikatspreis seither auf ein Niveau geklettert, welches auch bereits zu einem erkennbaren Rückgang in der Stromerzeugung aus Kohle geführt hat. Das Handelssystem ist in mehrjährige Phasen gegliedert und ist seit seiner Einführung immer wieder in unterschiedlichem Ausmaß reformiert worden. Mit dem Jahr 2021 tritt es bereits in die vierte Phase (2021-2030) ein, womit weitere Reformen verbunden sind, die den Zertifikatspreis und somit die Ambitionen zur Emissionsreduktion in der EU erhöhen sollen. Zusätzlich zum bereits beschlossenen Regelwerk für die vierte Phase wird es in den nächsten Jahren zu weiteren Reformen kommen, denn im Zuge des *Green Deals* hat die EU-Kommission angekündigt, die Klimaziele für das Jahr 2030 deutlich anzuheben.

Anhand einer Literaturrecherche wurde deshalb untersucht, wie sich der Zertifikatspreis aufgrund beschlossener bzw. geplanter Reformen in der nächsten Phase entwickeln kann. Die betrachteten Studien zeigen, dass sich dieser im Jahr 2030 im Bereich zwischen 25 und 80€ bewegen wird. Aus den Rechercheergebnissen wurden anschließend drei Preisszenarien erstellt, die als Inputdaten für die Simulationen verwendet wurden. Mithilfe des Simulationsmodells ATLANTIS wurden in der Folge Simulationen durchgeführt, um herauszufinden, welche Auswirkungen der Zertifikatspreis in der nächsten Phase auf die Elektrizitätswirtschaft in Europa haben kann. Dabei wurde untersucht, ob die Variation des Zertifikatspreises bei der produzierten Energie, den CO₂-Emissionen, der CO₂-Intensität und der Import-/Exportbilanz der betrachteten Länder zu abweichenden Ergebnissen führt.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es mit steigendem Zertifikatspreis zu einem deutlichen Rückgang der Stromproduktion aus Kohle kommt und damit auch die CO₂-Emissionen stark zurückgehen. Bei Beibehaltung des derzeitigen Preisniveaus sind bis ins Jahr 2030 keine großen Veränderungen erkennbar. Aus den Ergebnissen geht ebenso hervor, dass vor allem der Energieträger Gas in der nächsten Phase eine sehr wichtige Rolle einnehmen wird, da dieser bei steigenden CO₂-Preisen an Wettbewerbsfähigkeit zunimmt und somit vermehrt Gas anstatt Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt werden wird. Zusätzlich wurde der schrittweise Kohleausstieg der Bundesrepublik Deutschland ins Simulationsmodell implementiert. Dabei wurde untersucht, welche Auswirkungen der schrittweise Kohleausstieg in Kombination mit einer Variation des Zertifikatspreises haben kann. Es wurde gezeigt, dass der Kohleausstieg zwar zu starken Veränderungen innerhalb Deutschlands führt, jedoch über alle betrachteten Länder hinweg nur eher minimale Auswirkungen erkennbar sind.

Abstract

The emissions trading system of the European Union (EU-ETS) has been in force since 2005 and has ensured that the operators of fossil fuel power plants and large industrial plants are burdened with additional costs per ton of CO₂ emitted. However, the certificate price, which has been influenced by various factors over time, has mostly been on a rather low level. Only with the price increase in mid-2018 the certificate price since then has climbed to such a level that has already led to a noticeable decline in electricity generation from coal. Since its introduction, the trading system is divided into phases lasting several years and has been reformed to varying degrees. In 2021, it will enter the fourth phase (2021-2030), which will involve further reforms that should increase the certificate price and thus the ambitions to reduce emissions in the EU. In addition to the already agreed set of rules for the fourth phase, there will be further reforms in the next few years because as part of the *Green Deal* the climate targets for 2030 will be increased significantly.

Based on a literature search, it was therefore examined how the certificate price can develop in the next phase on the basis of resolved or planned reforms. The studies examined show that this will be in the range between € 25 und € 80 in 2030. Three price scenarios were then created from the research results, which were used as input data for the simulations. With the help of the ATLANTIS simulation model, simulations were then carried out in order to find out which effects the certificate price could have on the electricity economy in Europe in the next phase. It was examined whether the variation in the certificate price for the energy produced, the CO₂ emissions, the carbon intensity and the import / export balance of the countries in question lead to different results.

The simulation results show that as the certificate price rises, there is a significant decrease in electricity production from coal, and thus also a significant decrease in CO₂ emissions. If the current price level is maintained, no major changes can be identified until 2030. The results also show that gas will play a very important role in the next phase, as it will become more competitive with rising CO₂ prices and thus gas will be used more often instead of coal to generate electricity. In addition, the gradual phase-out of coal by the Federal Republic of Germany was implemented in the simulation model. It was examined what effects the gradual phase-out of coal in combination with a variation in the certificate price can have. It was shown that the coal phase-out will lead to major changes within Germany, but that only minimal effects are observable across all the countries examined.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	10
2	Theoretische Grundlagen.....	12
2.1	<i>Klimawandel und Klimapolitik.....</i>	12
2.1.1	Klimawandel und internationale Treibhausgasemissionen	12
2.1.2	Klimapolitik und Zielsetzungen	13
2.2	<i>Ökonomische Grundlagen eines Emissionshandelssystems.....</i>	16
2.2.1	Command und Control.....	17
2.2.2	Marktbasierte Instrumente.....	17
2.2.3	Steuern.....	17
2.2.4	Emissionshandel.....	18
2.3	<i>Rolle des CO₂-Zertifikatspreises im Stromsektor</i>	22
2.3.1	Grundlagen des Stromsektors.....	23
2.3.2	Strommix in Europa.....	24
2.3.3	Strompreisbildung in der <i>Merit-Order</i> und Einfluss des CO ₂ -Preises	26
3	Methodik.....	31
4	Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS).....	33
4.1	<i>Überblick</i>	33
4.2	<i>Phase 1 – 2005 - 2007.....</i>	36
4.2.1	Regulatorische Rahmenbedingungen	36
4.2.2	Balance zwischen ausgegebenen Zertifikaten und verifizierten Emissionen	37
4.2.3	Preisentwicklung.....	38
4.3	<i>Phase 2 – 2008 - 2012</i>	41
4.3.1	Regulatorische Rahmenbedingungen	41
4.3.2	Balance zwischen ausgegebenen Zertifikaten und verifizierten Emissionen	42
4.3.3	Preisentwicklung.....	43
4.4	<i>Phase 3 – 2013 - 2020.....</i>	45
4.4.1	Regulatorische Rahmenbedingungen	45
4.4.2	Strukturelle Reformen	46
4.4.3	Balance zwischen ausgegebenen Zertifikaten und verifizierten Emissionen	50
4.4.4	Preisentwicklung.....	51
4.4.5	Fuel-Switching in Phase 3.....	52
4.5	<i>Phase 4 – 2021 - 2030.....</i>	54
4.5.1	Regulatorische Rahmenbedingungen	54
4.5.2	Weitere Reformen während der 4.Phase (<i>Green Deal</i> und MSR-Überprüfung).	55
4.5.3	Preisentwicklung in Phase 4.....	59

5	Auswirkungen der Zertifikatspreisentwicklung auf die Elektrizitätswirtschaft.....	65
5.1	<i>Methodik</i>	65
5.1.1	ATLANTIS.....	65
5.1.2	Datenauswahl	67
5.1.3	Installierte Leistung.....	70
5.2	<i>Ergebnisse</i>	72
5.2.1	Produzierte Energie.....	72
5.2.2	CO ₂ -Emissionen und CO ₂ -Intensität des Kraftwerksparks.....	76
5.2.3	Import-/Export-Bilanz ausgewählter Länder.....	78
5.2.4	Kohleausstiegsszenario für Deutschland.....	79
5.3	<i>Diskussion der Ergebnisse</i>	82
6	Schlussfolgerung.....	85
	Abkürzungsverzeichnis.....	86
	Tabellenverzeichnis.....	87
	Abbildungsverzeichnis.....	88
	Literaturverzeichnis	90
	Anhang 1.....	97

1 Einleitung

Spätestens seit der Klimakonferenz in Paris im Jahr 2015 ist das Thema der Klimakrise aus dem Alltag kaum mehr wegzudenken. Bestärkt durch die „*Fridays for Future*“-Bewegung wird seither beinahe wöchentlich in den Medien darüber diskutiert, welchen Einfluss der Klimawandel auf unser Leben in Zukunft haben kann und in welchen Bereichen sich dieser besonders auswirken wird.

Die internationalen Verhandlungen zur Eindämmung des Klimawandels haben seit Anfang dieses Jahrtausends auch die Europäische Union (EU) zur verstärkten Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen bewegt. Im Zuge dessen wurde bereits im Jahr 2005 das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS)¹, welches bis heute das Herzstück der europäischen Klimapolitik bildet, eingeführt. Das EU-ETS umfasst etwa 38% aller Treibhausgasemissionen (THG) innerhalb der EU. Daran müssen vor allem der Energie- und Industriesektor, aber auch der innereuropäische Flugverkehr teilnehmen (EU-Kommission, 2020a). Das Handelssystem ist in mehrjährige Phasen gegliedert und ist seit seiner Einführung immer wieder in unterschiedlichem Ausmaß reformiert worden. Mit dem Jahr 2021 tritt das Handelssystem bereits in die vierte Phase ein, womit weitere Reformen verbunden sind, die den Zertifikatspreis und somit die Ambitionen zur Emissionsreduktion in der EU erhöhen sollen.

Da der Stromsektor einen großen Teil der THG-Emissionen innerhalb des EU-ETS ausmacht, kommt diesem Sektor beim Übergang hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft eine zentrale Rolle zu (EU-Kommission, 2020b). Zur Stromerzeugung werden in der EU, wie in vielen anderen Ländern der Welt, unterschiedliche Primärenergieträger eingesetzt. Auch wenn der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Europa in den letzten Jahren zugenommen hat, wird ein großer Teil des Stroms noch immer durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen (vor allem Kohle und Gas) gewonnen, womit hohe Treibhausgasemissionen verbunden sind.

Aufgrund des Emissionshandels sind die Betreiber von fossilen Kraftwerken jedoch mit zusätzlichen Kosten pro emittierter Tonne CO₂ versehen. Die Höhe der Kosten unterscheiden sich zwischen den Kraftwerkstypen, jedoch ist klar, dass sich eine Erhöhung des Preises für den Ausstoß von einer Tonne CO₂ unmittelbar auf die Erzeugungsunternehmen der Elektrizitätswirtschaft auswirkt. Seit der Einführung des EU-ETS war der CO₂-Zertifikatspreis jedoch nur in wenigen Zeitabschnitten auf einem Niveau, sodass die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen mit beachtlichen Mehrkosten versehen war, weshalb sich der europäische Strommix bisher nur in begrenztem Ausmaß (nachhaltig) verändert hat.

¹ *EU-Emission Trading System*

Ziel dieser Arbeit ist es deshalb, herauszufinden, wie sich der CO₂-Zertifikatspreis in Anbetracht der getätigten und angekündigten Reformen des EU-ETS in Zukunft auf die Elektrizitätswirtschaft in Europa auswirken kann. Im Anschluss an eine Betrachtung der regulatorischen Rahmenbedingungen der ersten drei Phasen des EU-ETS und einer Darstellung der jeweiligen preisbeeinflussenden Faktoren sollen folgende Fragen beantwortet werden:

- In welchem Bereich kann sich der Zertifikatspreis in der vierten Phase aufgrund von beschlossenen bzw. angekündigten Reformen bewegen?
- Aufbauend auf der möglichen Entwicklung des Zertifikatspreises in der vierten Phase stellt sich dann die Frage: Welche Auswirkungen kann der Zertifikatspreis in der nächsten Phase auf die Elektrizitätswirtschaft in Europa haben?

Um diese Fragen zu beantworten, ist die Arbeit wie folgt aufgebaut. Anschließend an die Einleitung werden in Kapitel 2 die theoretischen Grundlagen des Forschungsthemas dargestellt. Zuerst wird das grundlegende Problem des Klimawandels dargelegt und auch gezeigt, welchen Anteil die EU an den weltweiten THG-Emissionen hat. Danach wird genauer auf die Grundlagen eines Emissionshandelssystem eingegangen. Darauf folgt eine Darstellung, welchen Einfluss ein CO₂-Preis auf den Stromsektor hat und zu welchen Veränderungen ein solcher führen kann. In Kapitel 3 folgt eine Darstellung der verwendeten Methodik. Kapitel 4 geht zuerst sehr detailliert auf die Entwicklung des EU-ETS von der ersten bis zur dritten Phase ein und es wird gezeigt, welche Faktoren die Preisentwicklung beeinflusst haben. Ebenso beinhaltet dieses Kapitel auch einen Ausblick auf die zukünftige Entwicklung des EU-ETS in der vierten Phase. Kapitel 5 zeigt schließlich, wie sich die Elektrizitätswirtschaft in Abhängigkeit der zukünftigen Zertifikatspreisentwicklung verändern kann. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse diskutiert und die Arbeit mit einer Schlussfolgerung abgerundet.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Klimawandel und Klimapolitik

2.1.1 Klimawandel und internationale Treibhausgasemissionen

Der Klimawandel ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit und erste Anzeichen davon sind bereits jetzt zu spüren: der Meeresspiegel steigt, Dürren und Waldbrände treten häufiger auf, der Niederschlag verändert sich, Gletscher schmelzen und die Temperaturen steigen an (European Environment Agency, 2020a). So ist im Vergleich zum vorindustriellen Niveau die Temperatur im globalen Durchschnitt um etwa 1°C und in Österreich bereits um 2°C angestiegen. Verantwortlich dafür sind die durch Menschen verursachten Emissionen von Treibhausgasen, die den natürlichen Treibhauseffekt verstärken. Den größten Anteil an den THG-Emissionen hat die Verbrennung von fossilen Brennstoffen (Umweltbundesamt, 2019). Aufgrund dessen ist die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Seit 1960 hat sich die CO₂-Konzentration von 320 ppm auf 410 ppm erhöht (NOAA, 2020).

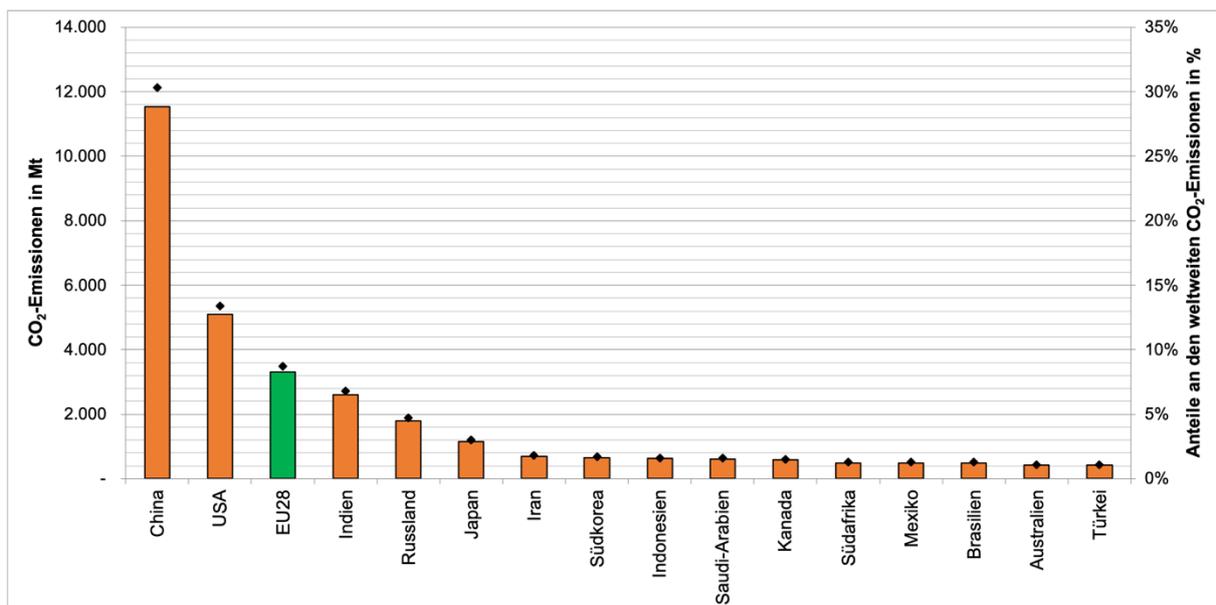


Abbildung 1: CO₂-Emissionen der 16 Länder mit den höchsten CO₂-Emissionen im Jahr 2019 und Anteile jener Länder an den gesamten CO₂-Emissionen. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Crippa et al. (2020)).

Während der weltweite CO₂-Ausstoß² im Jahr 1990 noch bei etwa 22,68 GtCO₂ lag, sind im Jahr 2019 weltweit bereits 38,02 GtCO₂ emittiert worden. Am Anstieg der CO₂-Konzentration haben alle Länder einen Anteil, jedoch sind nur wenige Länder für einen sehr großen Teil der CO₂-Emissionen verantwortlich. In Abbildung 1 sind dazu die CO₂-Emissionen jener 16 Länder dargestellt, die im Jahr 2019 die höchsten Emissionswerte aufgewiesen haben. Zudem ist in der Abbildung erkennbar, welchen Anteil jedes dieser Länder an den weltweit gesamten CO₂-Emissionen hatte. Es ist zu erkennen, dass vor allem China (30,3%), die USA (13,4%), die EU28

² In der Darstellung der THG-Emissionen werden in diesem Kapitel nur CO₂-Emissionen angegeben, da diese den größten Anteil am anthropogenen Klimawandel ausmachen und die Zahlen aktueller und besser dokumentiert sind.

(8,7%), Indien (6,8%), Russland (4,7%) und Japan (3%) für den Großteil der CO₂-Emissionen im Jahr 2019 verantwortlich waren (Crippa et al., 2020).

Wie aus Abbildung 1 hervorgeht, war die EU im Jahr 2019 für weniger als 10% der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Insgesamt haben die EU28 in diesem Jahr ungefähr 3.300 MtCO₂ ausgestoßen. In Abbildung 2 ist dazu dargestellt, welche Länder der EU28 für welche Emissionsmengen verantwortlich waren und welchen Anteil diese an den Gesamtemissionen der EU28 hatten. Dabei ist zu erkennen, dass im Jahr 2019 vor allem Deutschland (21,3%), Großbritannien (11%), Italien (10%), Polen (9,6%), Frankreich (9,5%) und Spanien (7,8%) die höchsten Emissionswerte hatten.

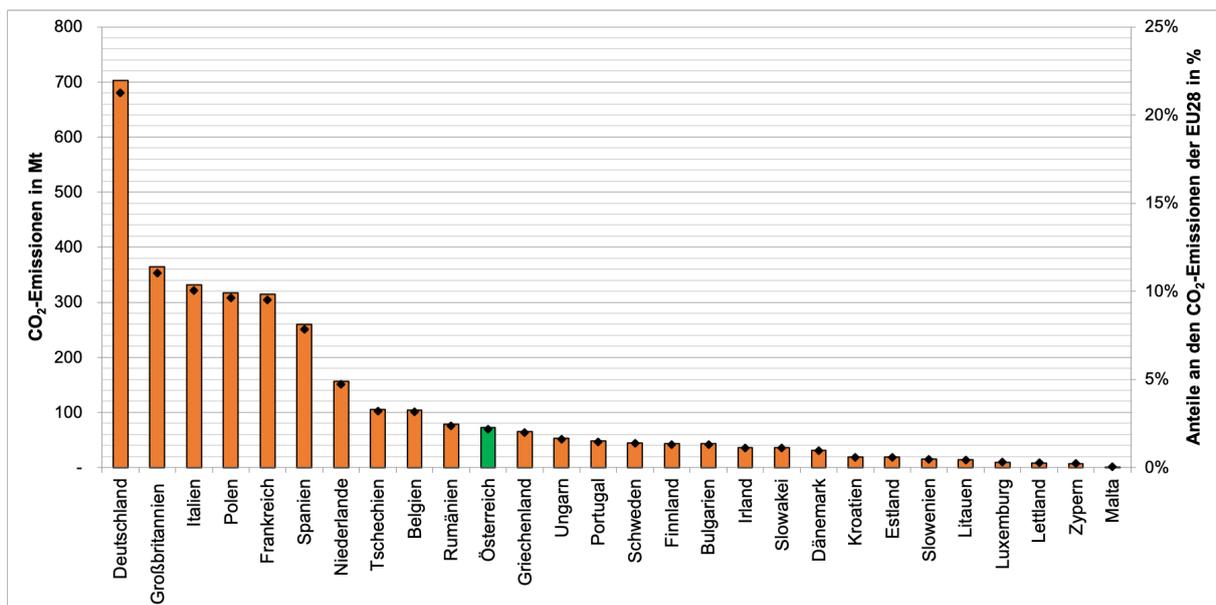


Abbildung 2: CO₂-Emissionen der EU28 im Jahr 2019 und Anteile der einzelnen Länder an den gesamten CO₂-Emissionen. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Crippa et al. (2020)).

Österreich war 2019 mit einer Emissionsmenge von 72,36 MtCO₂ für 2,2% der gesamten CO₂-Emissionen der EU28 und 0,19% der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Entgegen der Entwicklung der EU28 haben sich die THG-Emissionen in Österreich jedoch seit dem Jahr 1990 erhöht. Wie das Umweltbundesamt (2019) im Klimaschutzbericht 2019 angibt, haben sich die THG-Emissionen in Österreich zwischen 1990 und 2017 um 4,6% erhöht. Dabei muss angemerkt werden, dass CO₂ mit etwa 85% den größten Teil aller THG-Emissionen in Österreich ausmacht.

2.1.2 Klimapolitik und Zielsetzungen

2.1.2.1 Globale Klimapolitik

Um der globalen Herausforderung des Klimawandels entgegenzutreten und die THG-Emissionen weltweit zu reduzieren, ist internationale Zusammenarbeit notwendig. Deshalb haben sich im Jahr 1992 insgesamt 197 Staaten auf dem *Earth Summit* in Rio auf die Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) geeinigt. Diese hat das Ziel, die

Treibhausgaskonzentration auf einem Niveau zu stabilisieren, sodass eine gefährliche Störung des Klimasystems vermieden wird (United Nations, 1992). Die Konvention beinhaltet jedoch keine quantifizierten Ziele. Das Entscheidungsgremium der Klimarahmenkonvention sind die alljährlich stattfindenden Klimakonferenzen (COP), auf denen alle Vertragsparteien der UNFCCC zusammentreten. 1997 wurde auf der COP3 in Kyoto ein erstes Abkommen (Kyoto-Protokoll) beschlossen, welches bereits für einige Staaten (darunter auch die EU) quantifizierte Emissionsreduktionen vorgibt. Die EU verpflichtete sich dabei zu einer Emissionsreduktion zwischen 2008 und 2012 um 8% im Vergleich zu 1990. Auf der Klimakonferenz in Doha 2012 wurde die Fortsetzung des Kyoto-Protokolls bis 2020 beschlossen. Die EU hat sich darin verpflichtet, die Emissionen bis 2020 um 20% zu reduzieren. Im Jahr 2015 wurde auf der COP21 schließlich das berühmte Übereinkommen von Paris unterzeichnet. Dieses zielt darauf ab, die Erderwärmung auf deutlich unter 2°C (angestrebt 1,5°C) zu beschränken (Umweltbundesamt, 2019).

2.1.2.2 Europäische Klimapolitik

Die EU hat sich aufgrund der internationalen Verpflichtungen in der Vergangenheit bereits Ziele zur schrittweisen Verringerung der Treibhausgasemission gesetzt. Zwei beschlossene Zwischenziele sind:

- 1.) das *Klima- und Energiepaket 2020*, welches im Zuge der Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls entstand und für das Jahr 2020 folgende Ziele verfolgt (EU-Kommission, 2020c):
 - Senkung der THG-Emissionen um 20% gegenüber 1990
 - Erhöhung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 20%
 - Verbesserung der Energieeffizienz um 20%

- 2.) der *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030*, welches im Jahr 2014 vom Europäischen Rat beschlossen wurde und für das Jahr 2030 folgende Ziele vorsieht (EU-Kommission, 2020d):
 - Senkung der THG-Emissionen um mindestens 40% gegenüber 1990
 - Erhöhung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 32%
 - Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5%

Im Jahr 2016 hat sich die EU mit der Ratifizierung des Übereinkommens von Paris zum Erreichen der vereinbarten globalen Klimaziele verpflichtet. Im Zuge dessen hat die EU-Kommission 2018 eine Langzeitstrategie vorgestellt, wie die EU eine klimaneutrale Zukunft, die mit den Zielen des Übereinkommens von Paris übereinstimmt, gestalten kann (EU-

Kommission, 2020e). Nur wenige Monate später, im Dezember 2019, wurde unter der neuen Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen der *European Green Deal* präsentiert, der das Ziel eines klimaneutralen Europas bis 2050 verfolgt. Beim *Green Deal* handelt es sich grundsätzlich um eine Wachstumsstrategie, „mit der die EU zu einer fairen und wohlhabenden Gesellschaft mit einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft werden soll, in der im Jahr 2050 keine Netto-Treibhausgasemissionen mehr freigesetzt werden und das Wirtschaftswachstum von der Ressourcennutzung abgekoppelt ist“ (EU-Kommission, 2019a). Um dem Klimaschutz im Zuge des *Green Deals* genüge zu tragen und die Klimaneutralität bis 2050 rechtlich zu verankern, ist die Verabschiedung eines europäischen Klimagesetzes vorgesehen. Außerdem wird sogar ein CO₂-Grenzausgleichssystem angedacht, um die unterschiedlichen Ambitionen von Nicht-EU-Staaten auszugleichen. Weiters werden Treibhausgasreduktionsziele für das Jahr 2030 verschärft und außerdem alle klimabezogenen Politikinstrumente in nächster Zeit überprüft und gegebenenfalls überarbeitet. Im Zuge des *Green Deals* wurde bereits angemerkt, dass die Reduktionsvorgaben für die Treibhausgasemissionen bis 2030 von 40% auf mindestens 50% (angestrebten 55%) im Vergleich zu 1990 angehoben werden, da sowohl die derzeitige Zielsetzung als auch die derzeitigen politischen Maßnahmen nicht ausreichend sind, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen (EU-Kommission, 2020b).

Neben den oben genannten Zielsetzungen muss auch noch erwähnt werden, welche Instrumente der EU zur Erreichung dieser Ziele zur Verfügung stehen. Dabei sind vor allem zwei große Bereiche zu nennen. Auf der einen Seite gibt es dabei das Emissionshandelssystem und auf der anderen Seite die Lastenteilung (*Effort-Sharing*). Das Emissionshandelssystem der EU wurde bereits 2005 eingeführt. Das EU-ETS umfasst derzeit etwa 38% der gesamten THG-Emissionen innerhalb der EU. Daran müssen vor allem energieintensive Fertigungsanlagen, Kraftwerke und der innereuropäische Flugverkehr teilnehmen (EU-Kommission, 2020a). Im Rahmen der *Klima- und Energiepolitik bis 2030* ist für den Emissionshandel ein Reduktionsziel von 43% im Vergleich zu 2005 vorgesehen. Für den Emissionshandel gibt es nur EU-weite Ziele. Auf die genaue Ausgestaltung des EU-ETS wird ab Kapitel 4 detailliert eingegangen. Für jene Sektoren, die nicht am Emissionshandel teilnehmen müssen (z.B. Landwirtschaft, Verkehr, Gebäude), wurde in der *Klima- und Energiepolitik bis 2030* ein EU-Ziel von -30% bis 2030 gegenüber 2005 beschlossen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden die Reduktionsverpflichtungen im Rahmen der Lastenteilung unter den Mitgliedstaaten aufgeteilt, sodass sich die Reduktionsverpflichtungen zwischen den Ländern unterscheiden (EU-Kommission, 2020f). Welche Maßnahmen zur Emissionsreduktion ergriffen werden, um die Ziele in diesen Sektoren zu erreichen, obliegt jedoch den Mitgliedstaaten.

2.1.2.3 Österreichische Klimapolitik

Die beschlossenen Ziele auf internationaler bzw. europäischer Ebene zwingen natürlich auch einzelne Länder dazu, Maßnahmen zu ergreifen. Die Österreichische Bundesregierung hat

dazu mit der #mission2030 eine integrierte Klima- und Energiestrategie erstellt (Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2018). Ein Vorhaben der #mission2030 beschreibt den Ausbau von erneuerbaren Energieträgern, Speichern und der dazugehörigen Infrastruktur. Zusätzlich sollen Investitionen in Energieeffizienz getätigt werden. Dadurch soll erreicht werden, dass Österreich bis zum Jahr 2030 den nationalen Gesamtstromverbrauch zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen decken kann. Die Klima- und Energiestrategie beinhaltet außerdem zwölf Leuchtturmprojekte, die als erste Maßnahmen die Umsetzung der Strategie auf den Weg bringen sollen.

Mit dem Amtsantritt der Bundesregierung Kurz II unter erstmaliger grüner Regierungsbeteiligung wurde verlautbart, dass Österreich in Europa zum Vorreiter in Sachen Klimaschutz werden soll. So wird im Regierungsprogramm das Ziel ausgegeben, dass Österreich bis spätestens 2040 klimaneutral sein soll (Die neue Volkspartei und Die Grünen, 2020).

2.2 Ökonomische Grundlagen eines Emissionshandelssystems

Im vorherigen Kapitel wurde bereits das Problem des Klimawandels angesprochen, welches im Zuge der hohen und in der jüngeren Vergangenheit jährlich ansteigenden THG-Emissionen entstand. In diesem Kapitel werden nun die theoretischen Grundlagen möglicher politischer und ökonomischer Instrumente beschrieben, die diesem Problem entgegenwirken können, wobei der Fokus hier sehr stark auf dem Instrument des Emissionshandels liegt.

In einem modernen Wirtschaftssystem ist annähernd jede Tätigkeit mit dem Ausstoß von Treibhausgasen (vor allem CO₂) verbunden (Aldy und Stavins, 2012). Das führt dazu, dass ein Marktversagen entsteht, weil die produzierenden Unternehmen nur ihre eigenen Kosten in die Produktionsentscheidung miteinbeziehen, jedoch nicht die externen Kosten, die aufgrund der Produktionstätigkeit für die Umwelt und andere Menschen entstehen. In der Theorie orientieren sich die Unternehmen somit nur an den privaten und nicht an den sozialen Grenzkosten der Produktion, welche höher sind und somit zu einer geringeren Produktionsmenge führen würden. Dem Staat stehen grundsätzlich mehrere Instrumente³ zur Verfügung, um die negativen externen Effekte zu internalisieren und somit das Marktversagen auszugleichen. Einerseits könnte der Staat Auflagen verhängen und andererseits könnte der Staat auch ökonomische (marktbasierte) Instrumente einführen, welche vor allem in der Theorie eine Reihe von Vorteilen aufweisen (Sturm und Vogt, 2011).

³ Diese Instrumente sind hier ausgewählt, um einen groben Überblick über mögliche Instrumente zu geben. Natürlich gibt es in unterschiedlichen Ausführungen weitere Möglichkeiten für den Staat, um eine Regulierung einzuführen.

2.2.1 Command und Control

Die zuvor genannten Auflagen werden in der Literatur meist als *Command und Control*-Instrumente bezeichnet. Diese werden noch immer als das dominante Instrument in der Umweltpolitik gesehen und können laut Perman et al. (2009) auf vielen Ebenen des Produktionszyklus eingeführt werden. Jene Auflagen können beispielsweise die Menge an Emissionen begrenzen, die erlaubte Menge an hergestellten Endprodukten vorschreiben oder die eingesetzte Produktionstechnologie festlegen. Stavins (2001) sieht jedoch ein Problem darin, dass diese Instrumente wenig Flexibilität bieten und einheitliche Vorschriften für alle Unternehmen in einem Sektor sehr teuer und kontraproduktiv sind, da die Kosten für die Emissionskontrolle über alle Unternehmen hinweg sehr stark variieren können. Ein Nachteil bei der Anwendung von *Command und Control*-Instrumenten ist auf jeden Fall, dass sie im Vergleich mit ökonomischen Instrumenten das Emissionsziel nicht zu den geringsten Kosten erreichen, da der Regulator nicht alle notwendigen Informationen besitzt, um eine effiziente Regulierung einzuführen (Goulder und Parry, 2008). Ergänzend dazu merken Hahn und Stavins (2010) an, dass eine *Command und Control*-Regelung nicht kosteneffektiv sein kann, wenn die Vermeidungskosten zwischen den Unternehmen variieren.

2.2.2 Marktbasierende Instrumente

Marktbasierende Instrumente (Steuern oder Emissionshandel) unterscheiden sich in der Herangehensweise sehr von *Command und Control*-Instrumenten. Während bei *Command und Control*-Instrumenten versucht wird, das Emissionslevel der Produktionsanlagen auszugleichen, versuchen marktbasierende Instrumente die Grenzvermeidungskosten⁴ dieser gleichzusetzen. Das führt theoretisch dazu, dass marktbasierende Instrumente ein Emissionsziel zu minimalen Kosten erreichen können (Schmalensee und Stavins, 2017), da aufgrund der gesetzten Anreize vor allem jene Unternehmen ihre Emissionen reduzieren, bei denen es zu geringsten Kosten möglich ist (Stavins, 2001). Im Gegensatz zu *Command und Control*-Maßnahmen braucht die Regulierungsbehörde hier keine Informationen über die Grenzvermeidungskosten der Unternehmen, da der Markt die Informationsaufgabe übernimmt und über diesen Weg ein Optimum erreicht wird (Erdmann und Zweifel, 2008). Die Bepreisung von CO₂-Emissionen führt zudem auch zu Innovationsanreizen und verbessert die fiskalische Situation des Staates (Aldy und Stavins, 2012).

2.2.3 Steuern

Eine gängige Methode der marktbasierenden Instrumente ist die Einhebung einer Steuer. Das bedeutet, dass vom Staat eine Steuer eingehoben wird, die in der Theorie exakt den Grenzvermeidungskosten und dem Grenzscha-den im Optimum entspricht (Sturm und Vogt,

⁴ Als Grenzvermeidungskosten bezeichnet man jene Kosten, die für die Reduktion einer weiteren Einheit an Emissionen (z.B. tCO₂) anfallen.

2011). Das führt dazu, dass die betroffenen Unternehmen nun einen Anreiz zur Emissionsreduktion haben. Die Emissionsreduktion kann auf unterschiedliche Weise und Kosten erfolgen. Generell jedoch wird ein Unternehmen die Emissionen mit diversen innerbetrieblichen Maßnahmen solange reduzieren, bis die Grenzvermeidungskosten gleich der Steuerhöhe sind (Stavins, 2001).

Bei der Einführung von Umweltsteuern ergeben sich jedoch mehrere Probleme. Einerseits wird die politische Machbarkeit als eher gering angesehen (Cramton und Kerr, 2002) und andererseits bestehen viele Unsicherheiten. So ist bei einer Festlegung des Steuersatzes nicht klar, welches Emissionsniveau sich daraus ergibt. Das bedeutet, dass durch die Steuer sozusagen der Preis für die Emissionen festgesetzt wird und abhängig von den Reaktionen der Unternehmen sich dann folglich eine Emissionsmenge ergibt (Goulder und Parry, 2008).

2.2.4 Emissionshandel

Da Regulierungsbehörden in den meisten Fällen mit den eingesetzten Maßnahmen jedoch sehr wohl ein bestimmtes Ziel erreichen wollen, gibt es das Instrument des Emissionshandels. Beispiele für bereits in Kraft befindliche Emissionshandelssysteme sind ein Handelssystem in Neuseeland (NZ ETS), die *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) im Nordosten der USA oder das Emissionshandelssystem der EU, welches das erste multinationale Handelssystem der Welt war (Aldy und Stavins, 2012).

Ein *Cap-and-Trade* System begrenzt die Menge an CO₂⁵, die von einer gewissen Anzahl an Unternehmen emittiert werden darf. Die festgesetzte Emissionsmenge (*Cap*) wird in Form von Emissionsrechten (Zertifikaten) an die zur Teilnahme verpflichteten Unternehmen ausgegeben. Diese Zertifikate berechtigen dann die Eigentümer eines solchen zum Ausstoß von einer Tonne CO₂. Das bedeutet, dass die Unternehmen nur so viel produzieren dürfen, bis die entstehende Emissionsmenge mit den in Besitz befindlichen Zertifikaten abgedeckt werden kann. Möchte ein Unternehmen darüber hinaus mehr produzieren, hat es die Möglichkeit Zertifikate von anderen Unternehmen zu kaufen (*Trade*) oder über andere Maßnahmen die Emissionen im Produktionsprozess zu reduzieren.

2.2.4.1 Marktstruktur

Das Marktdesign eines Emissionshandelssystems ist wichtig, um das gewünschte Ergebnis zu erreichen. Anders als bei normalen Märkten ist ein Emissionshandel ein speziell erschaffener (künstlicher) Markt, in dem Angebot und Nachfrage sehr stark von den Entscheidungen der politischen Entscheidungsträger abhängen.

⁵ Emissionshandelssysteme können für annähernd jeden Schadstoff entwickelt werden. In diesem Grundlagenkapitel wird zur einfacheren Darstellung nur CO₂ als Schadstoff angenommen.

Bei der Entwicklung eines *Cap-and-Trade*-Systems müssen demnach Entscheidungsträger über einige wichtige strukturelle Eigenschaften des Systems entscheiden (Aldy und Stavins, 2012). Von großer Bedeutung ist die Höhe des *Caps*, weil damit die Emissionsobergrenze (das Umweltziel) festgesetzt wird (Sturm und Vogt, 2011). Ebenso ist laut Aldy und Stavins (2012) entscheidend, dass die Bandbreite des Systems beschlossen wird. Das bedeutet, dass darüber entschieden werden muss, welche Treibhausgase und welche Anlagen bzw. Emissionsquellen miteinbezogen werden. Erdmann und Zweifel (2008) argumentieren, dass aufgrund des Verwaltungsaufwands nur größere Treibhausgasemittenten in das System miteinbezogen werden sollten. Sturm und Vogt (2011) sehen auch die räumliche Begrenzung als wichtiges Element, da es einen regulatorischen Unterschied macht, ob nur ein Land oder wie in der EU viele Länder am System teilnehmen. Zudem gibt es mit der Gratiszuteilung und der Auktion unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten, wie die Zertifikate an die Unternehmen ausgegeben werden (Aldy und Stavins, 2012; Sturm und Vogt, 2011). Neben den genannten Eigenschaften führen Perman et al. (2009) noch zwei weitere wichtige Elemente an: Erstens sei eine Garantie wichtig, dass die Zertifikate frei am Markt gehandelt werden können und zweitens braucht es auch ein Monitoring, um die Emissionsmengen der Unternehmen zu überwachen und Strafen auszusprechen, wenn ein Unternehmen mehr Emissionen verursacht als es Zertifikate besitzt.

2.2.4.2 Handel und Preisentwicklung

Welche Menge an Zertifikaten zu welchem Preis auf dem Markt gehandelt wird, hängt sehr stark mit den individuellen Grenzvermeidungskosten der Unternehmen aber auch der Anfangsausstattung an Zertifikaten zusammen. Durch die Zuteilung⁶ werden manchen Firmen zu wenig und manchen Firmen zu viel Zertifikate zugeteilt, um ihre Emissionen abzudecken. Es ist jedoch nicht notwendig, dass jene Firmen mit einer zu geringen Anzahl an zugeteilten Zertifikaten unbedingt welche von anderen Unternehmen kaufen, denn sie haben noch immer die Möglichkeit selbst ihre Emissionen zu vermeiden (Perman et al., 2009). Im Zuge dessen ist die Betrachtung der Grenzvermeidungskosten der Unternehmen von großer Bedeutung. Wie Sturm und Vogt (2011) anmerken, unterscheiden sich üblicherweise die Grenzvermeidungskosten der Unternehmen. Dies sei deshalb der Fall, weil nicht alle Produktionsanlagen auf dem gleichen Stand der Technik sind und in der Regel ältere, emissionsintensivere Anlagen die Emissionen zu geringeren Kosten reduzieren können als neuere und innovativere Anlagen. Die Unterschiede in der Anfangsausstattung von Zertifikaten und in den Grenzvermeidungskosten führen dazu, dass die Unternehmen den Zertifikaten einen unterschiedlichen Wert zuweisen. Die unterschiedliche Bewertung der Zertifikate und die Tatsache, dass viele Individuen dieses homogene Gut besitzen führen dazu, dass ein Markt entsteht und sich ein einziger Gleichgewichtspreis am Markt ergibt (Perman et al., 2009). Auf dem Zertifikatsmarkt werden schließlich Unternehmen mit hohen

⁶ Hier wird einfachheitshalber angenommen, dass die Verschmutzungsrechte (Zertifikate) kostenlos an die Unternehmen ausgegeben werden.

Grenzvermeidungskosten vermehrt Zertifikate nachfragen und Unternehmen mit vergleichsweise geringen Grenzvermeidungskosten vermehrt Zertifikate anbieten. Es wird dann am Markt so lange gehandelt, bis sich theoretisch die Grenzvermeidungskosten über alle teilnehmenden Unternehmen ausgleichen. Ein Gleichgewicht ist erreicht, wenn die Grenzvermeidungskosten aller Unternehmen gleich dem Zertifikatspreis sind. Daraus lässt sich schließen, dass die Vermeidung dort stattfindet, wo sie die minimalsten Kosten verursacht. Dementsprechend wird das ausgegebene Umweltziel kosteneffizient erreicht (Sturm und Vogt, 2011).

Ein Emissionshandelssystem erreicht das gewünschte Umweltziel mit Sicherheit, jedoch zu welchem Preis dieses erreicht werden kann, ist vorab nicht klar. Das bringt auch mögliche Probleme mit sich. Ein zu niedriger Preis bietet Unternehmen nicht genügend Anreize, um in neue Technologien sowie Forschung und Entwicklung zu investieren. Ein zu hoher Zertifikatspreis könnte über die steigenden Strom- und Produktkosten zu einer sehr starken Belastung für die Bevölkerung werden. Neben den Überlegungen zur Höhe des Preises muss auch betrachtet werden, was der optimale Zeitraum für eine Handelsperiode ist. Bei zu kurzen Handelsperioden tritt das Problem auf, dass viele Investitionen zur Emissionsreduktion nicht stattfinden, weil sie sich in solch kurzer Zeit einfach nicht umsetzen lassen (Erdmann und Zweifel, 2008). Neben diesem Argument spielt auch die Unsicherheit eine große Rolle, denn vor allem Kraftwerke haben eine Laufzeit von etwa 40 Jahren und wenn der regulatorische Rahmen für einen längeren Zeithorizont nicht geklärt ist, werden Investitionen eher zurückgehalten werden (Sturm und Vogt, 2011).

2.2.4.3 Zuteilung der Zertifikate

Eine entscheidende Frage bei der Implementierung eines Emissionshandelssystems ist, wie die bestimmte Menge an Zertifikaten an die Unternehmen ausgegeben wird. Laut Perman et al. (2009) gibt es grundsätzlich zwei Varianten. Die Zertifikate können einerseits über eine Auktion versteigert oder kostenlos an die Unternehmen verteilt werden. Bei der kostenlosen Verteilung (*Grandfathering*) könnte die Regierung Zertifikate auf der Grundlage historischer Emissionsmengen, eines bestimmten Maßes an Produktion oder an politisch begünstigte Gruppen zuweisen (Cramton und Kerr, 2002). Unabhängig von der Zuteilungsart haben die Zertifikate einen Wert für die Unternehmen, den man auch an der Börsen beobachten kann (Fronzel et al., 2012). Da die Emissionsmenge durch die Anzahl an Zertifikaten festgesetzt ist, hat die Art der Zuteilung keinen Einfluss auf das Erreichen des Umweltziels. Auf den ersten Blick nicht ganz klar erscheint jedoch, dass die Art der Zuteilung auch keinen Einfluss auf den Zertifikatspreis in einem perfekten Markt hat (Perman et al., 2009).

Während die Zuteilungsart keinen Einfluss auf das Umweltziel oder den Marktpreis hat, kann diese jedoch andere Effekte hervorrufen. Erdmann und Zweifel (2008) sprechen dabei davon, dass die Versteigerung die Wettbewerbsfähigkeit der verpflichteten Unternehmen im Vergleich mit nicht verpflichteten Unternehmen senkt. Vor allem auf dem Elektrizitätsmarkt

sei dies spürbar, da es zu Verwerfungen zwischen fossilen Kraftwerken mit hohen Emissionen und Kernkraftwerken mit vergleichsweise geringeren Emissionen kommen kann. Ein weiterer zu beachtender Unterschied der beiden Zuteilungsarten ist laut Cramton und Kerr (2002) auch, dass beim *Grandfathering* die Energieunternehmen zusätzliche Erlöse einfahren und nicht wie bei einer Versteigerung der Staat bzw. die Bevölkerung. Beim *Grandfathering* ist das deswegen der Fall, weil die Unternehmen entscheiden müssen, ob sie die Zertifikate für die Produktion nutzen oder ob sie diese am Markt verkaufen. Ein rational agierendes Unternehmen würde nur dann eine weitere MWh Strom produzieren, wenn der Profit daraus zumindest gleich hoch ist wie ein möglicher Erlös durch den Verkauf des Zertifikates am Markt (Frondel et al., 2012). Somit entstehen Opportunitätskosten für die Unternehmen und die führen dazu, dass beispielweise Energieversorger den Preis der Zertifikate auch bei einer Gratiszuteilung in den Strompreis einfließen lassen. Dadurch können für Energieunternehmen hohe Renten bzw. *windfall-profits* entstehen (Erdmann und Zweifel, 2008).

Erdmann und Zweifel (2008) führen im Zusammenhang mit *Grandfathering* noch weitere kritische Punkte an. Die Menge an zugeteilten Zertifikaten ist beim *Grandfathering* abhängig von historischen Emissionsmengen und daher können vor allem jene Unternehmen hohe *windfall-profits* einfahren, die in der Vergangenheit hohe Emissionsmengen aufwiesen. Ein weiteres Problem besteht darin, wenn neu errichtete Anlagen in ihren Emissionen an älteren Anlagen gemessen werden und daher zu viele Zertifikate zugeteilt bekommen. Darüber hinaus besteht beim *Grandfathering* auch die Gefahr, dass über Lobbyismus versucht wird die Entscheidungsträger in der Verteilung zu beeinflussen.

Grundsätzlich kann jedoch gesagt werden, dass beide Varianten ihre Vor- und Nachteile haben. Goulder und Parry (2008) sprechen davon, dass die Gratiszuteilung die politische Machbarkeit erhöhen kann, jedoch könnte man die Einnahmen aus der Versteigerung der Zertifikate dazu nützen, um andere Verzerrungen im Steuersystem auszugleichen. Cramton und Kerr (2002) behaupten zudem, dass die Versteigerung dem *Grandfathering* überlegen ist, da sie neben anderen positiven Argumenten vor allem größere Anreize für Innovationen bietet.

2.2.4.4 Überwachung und Strafzahlungen

Auch wenn beim Emissionshandel vieles über den Markt geregelt wird, braucht es dennoch staatliche Überwachung. Denn die zur Teilnahme verpflichteten Unternehmen müssen in regelmäßigen Abständen (meist jährlich) ihre Auflistung der CO₂-Emissionen und die dazu notwendigen Zertifikate beim Regulator abgeben (Erdmann und Zweifel, 2008), welche in der Folge gelöscht werden und somit nicht mehr zur Verfügung stehen. In diesem Zusammenhang sind auch Strafzahlungen notwendig, wenn ein Unternehmen mehr Emissionen verursacht als es Zertifikate besitzt. Diese Strafzahlungen müssen in ihrer Höhe so festgelegt werden, dass sie über dem Marktwert der Zertifikate liegen, denn nur dann haben Unternehmen einen

Anreiz, Emissionszertifikate am Markt zu erwerben bzw. ihre Emissionen zu reduzieren (Sturm und Vogt, 2011).

2.2.4.5 Banking und Borrowing

Je nach Ausgestaltung besteht in einem Emissionshandelssystem auch die Möglichkeit von *Banking* und *Borrowing*. Systeme, die *Banking* und *Borrowing* erlauben, sehen das gesetzte *Cap* nicht als jährliche Obergrenze, sondern als kumulierte Menge über eine ganze Periode hinweg, die mehrere Jahre umfassen kann. Als *Borrowing* wird bezeichnet, wenn Zertifikate aus zukünftigen Jahren geborgt werden, um im aktuellen Jahr überschüssige Emissionen mit den ausgeborgten Zertifikaten auszugleichen. Die ausgeborgten Zertifikate stehen dann in der Zukunft nicht mehr zur Verfügung. Als *Banking* bezeichnet man die Mitnahme von nicht verwendeten Zertifikaten in zukünftige Jahre. *Banking und Borrowing* erlaubt somit den Emissionshandel über die Zeit (Aldy und Stavins, 2012). Die meisten Emissionshandelssysteme erlauben derzeit *Banking* aber kein *Borrowing*. *Banking* führt auch zu mehr Flexibilität im gesamten Handelssystem. Zudem trägt es dazu bei, dass die Preise nicht so stark fluktuieren und somit mehr Stabilität für Investoren bietet (Linares et al., 2013).

In diesem Kapitel wurden die Grundlagen eines Emissionshandelssystems dargelegt und es wurde auch darauf eingegangen, an welchen Stellschrauben man bei der Konfiguration des Systems drehen kann. Wie die EU viele dieser Stellschrauben über die Jahre bei der Konfiguration des EU-ETS eingestellt hat, wird in Kapitel 4 näher erläutert. Zuvor folgt in Kapitel 2.3 noch eine nähere Betrachtung darüber, wie sich der Strommix in Europa zusammensetzt und welche Auswirkungen ein CO₂-Preis darauf und einzelne Kraftwerksbetreiber haben kann.

2.3 Rolle des CO₂-Zertifikatspreises im Stromsektor

Je nach Ausgestaltung können viele Wirtschaftssektoren in ein Emissionshandelssystem eingebunden werden. In den meisten Fällen werden jedoch nur größere Sektoren wie die Industrie oder der Strom- und Wärmesektor miteinbezogen. Der Stromsektor nimmt im EU-ETS einen sehr großen Anteil ein und deshalb ist eine genauere Betrachtung dessen wichtig. Um einen Überblick über den Stromsektor in Europa zu geben, wird in den nächsten Abschnitten näher betrachtet, in welchen Punkten sich die Kraftwerkstechnologien unterscheiden, aus welchen Primärenergieträgern sich der europäische Strommix zusammensetzt, welche CO₂-Intensität unterschiedliche Kraftwerkstechnologien aufweisen und wie sich ein CO₂-Preis auf den Betrieb und die Kosten dieser auswirkt.

2.3.1 Grundlagen des Stromsektors

Elektrischer Strom wird als eine der Säulen der modernen Gesellschaft gesehen, denn dieser ist für den Antrieb von Industrie, Häusern, Geräten, etc. notwendig. Elektrische Energie unterscheidet sich von anderen Energieträgern (Kohle, Gas, Öl) vor allem darin, dass Angebot und Nachfrage immer im Gleichgewicht sein müssen, da es sonst zu schweren Unterbrechungen der Stromversorgung (*Blackout*) kommen kann. Zur Erzeugung von elektrischem Strom können unterschiedliche Kraftwerkstechnologien eingesetzt werden, die sich jedoch in vielen Punkten (Primärenergieträger, Leistung, Kosten, etc.) voneinander unterscheiden (Pepermans et al., 2019). Durch die Vielfalt der einzelnen Kraftwerksarten können diese anhand ihrer Unterschiede eingeteilt werden. In Abbildung 3 ist beispielsweise eine Einteilung in thermische bzw. nicht-thermische Kraftwerke zu sehen.

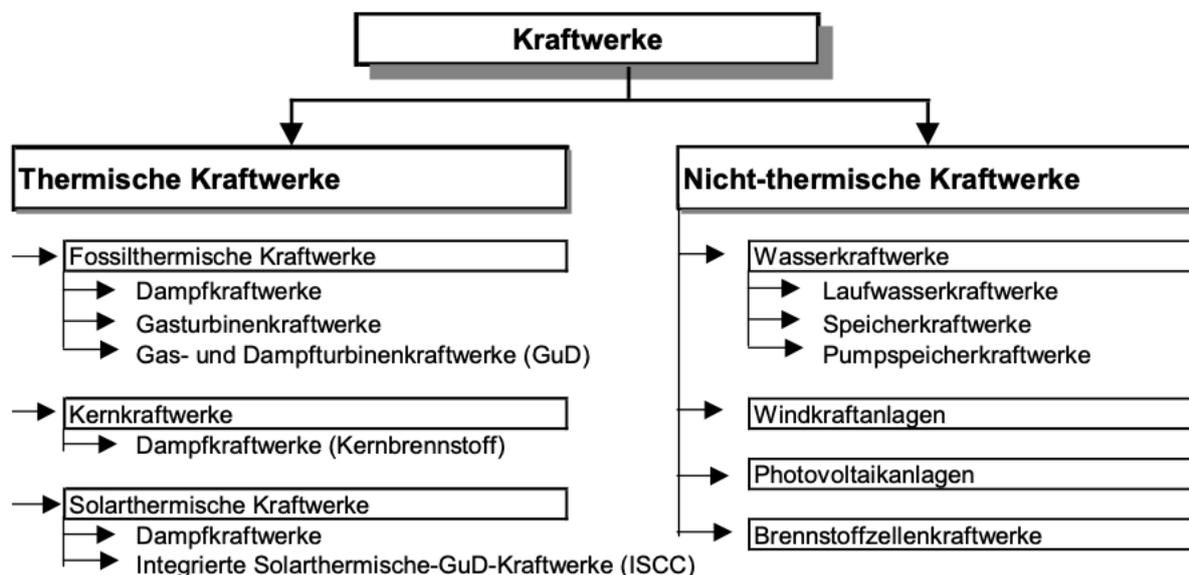


Abbildung 3: Einteilung von Kraftwerken nach Art des Prozesses. (Quelle: Konstantin (2009)).

Neben dieser Einteilung kann auch eine Unterteilung in bedarfsgerechte und dargebotsabhängige Kraftwerke getätigt werden. Unter bedarfsgerechten Kraftwerken werden all jene Anlagen verstanden, die in ihrer Erzeugung gut regelbar sind. Darunter fallen hauptsächlich konventionelle Kraftwerke und Speicherkraftwerke. Im Gegensatz dazu sind dargebotsabhängige Stromerzeugungsanlagen laut Praktiknjo (2013) sehr stark von meteorologischen Bedingungen (z.B. Sonnenscheindauer und Windgeschwindigkeit) abhängig.

Kraftwerke werden auch hinsichtlich ihrer Einsatzzeit eingeteilt. Dabei wird zwischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken unterschieden. Grundlastkraftwerke (> 7.000 Volllaststunden pro Jahr) zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass sie über einen sehr großen Teil des Jahres dieselbe Leistung erbringen und nur im Zuge von Wartungsarbeiten abgeschaltet werden. Zudem brauchen Grundlastkraftwerke nach dem Einschaltvorgang sehr lange bis sie die maximale Leistung erreichen. Mittellastkraftwerke sind für etwa 4.500 bis

5.500 Volllaststunden pro Jahr im Betrieb und sind flexibler einsetzbar (Konstantin, 2009). Als Grundlastkraftwerke werden vor allem Atom- und Kohlekraftwerke gesehen. Zur Deckung der Mittellast eignen sich vor allem Gas und Dampf-Kraftwerke (GuD) (Crastan, 2017). Als Spitzenlastkraftwerke (< 1.250 Volllaststunden pro Jahr) werden vor allem jene Kraftwerke gesehen, die sehr kurze Anfahrzeiten haben und dadurch für die Deckung von Lastspitzen eingesetzt werden können (Konstantin, 2009). Dazu und zum Ausgleich aufgrund der schwankenden Einspeisung der erneuerbaren Energieträger eignen sich vor allem Gaskraftwerke. Das ist deshalb der Fall, weil Gasturbinen in kurzer Zeit bis auf volle Last hochgefahren werden können und zudem sehr flexibel in Teillast betrieben werden können (Niederhausen und Burkert, 2014).

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass Kraftwerke mit hohen Investitionskosten und niedrigen variablen Kosten eher zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden und Kraftwerke mit niedrigen Investitionskosten und vergleichsweise hohen variablen Kosten eher zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden. Crastan (2017) führen dazu an, dass die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks von der Nutzungsdauer bestimmt wird. Demnach fallen bei hoher Betriebsdauer die variablen Kosten im Vergleich zu den fixen Kosten viel mehr ins Gewicht.

2.3.2 Strommix in Europa

Die Stromerzeugung erfolgt in Europa anhand unterschiedlicher Kraftwerkstypen und Energieträger. In Abbildung 4 ist dargestellt, wie sich seit dem Jahr 2000 die Stromerzeugung in den EU28 entwickelt hat. Hervorzuheben ist die Entwicklung der erneuerbaren Energieformen. Diese waren im Jahr 2019 für 34,6% des erzeugten Stroms verantwortlich. Das entspricht einer Steigerung von etwa 60% gegenüber dem Jahr 2000. Besonders die Windkraft hat hier sehr stark zugelegt. Die Erzeugung von Strom aus Nuklearenergie ist über die Jahre nur leicht gesunken. Ein großer Teil des Stroms wird jedoch in Europa noch immer durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen erzeugt. Den größten Anteil daran haben Kohle und Gas. Öl⁷ wird nur in wenigen Ländern zur Stromgewinnung genutzt und hat keinen großen Anteil. Die Nutzung von Braunkohle war über die letzten zwei Jahrzehnte ziemlich konstant, da diese vor allem zur Deckung der Grundlast eingesetzt wird. Im Jahr 2019 folgte jedoch ein Einbruch um etwa 50 TWh. Die Stromgewinnung aus Steinkohle hatte einen ähnlich konstanten Verlauf, ist seit 2012 jedoch kontinuierlich zurückgegangen. Zwischen 2018 und 2019 hat sich diese sogar um 100TWh reduziert. Die Stromgewinnung aus Gas hatte einen sehr schwankenden Verlauf und ist seit 2014 wieder im Steigen. Das liegt daran, dass Gas den Nutzungsrückgang von Kohle aufgefangen hat. Zu sehen ist das auch in der deutlichen Steigerung zwischen 2018 und 2019. Gas wird deshalb auch in den kommenden Jahren eine Zunahme an der Stromerzeugung zu vermelden haben, da Gas der fossile Brennstoff mit der geringsten CO₂-Intensität ist.

⁷ Öl ist in dieser Darstellung in „Andere Fossile“ miteinbezogen.

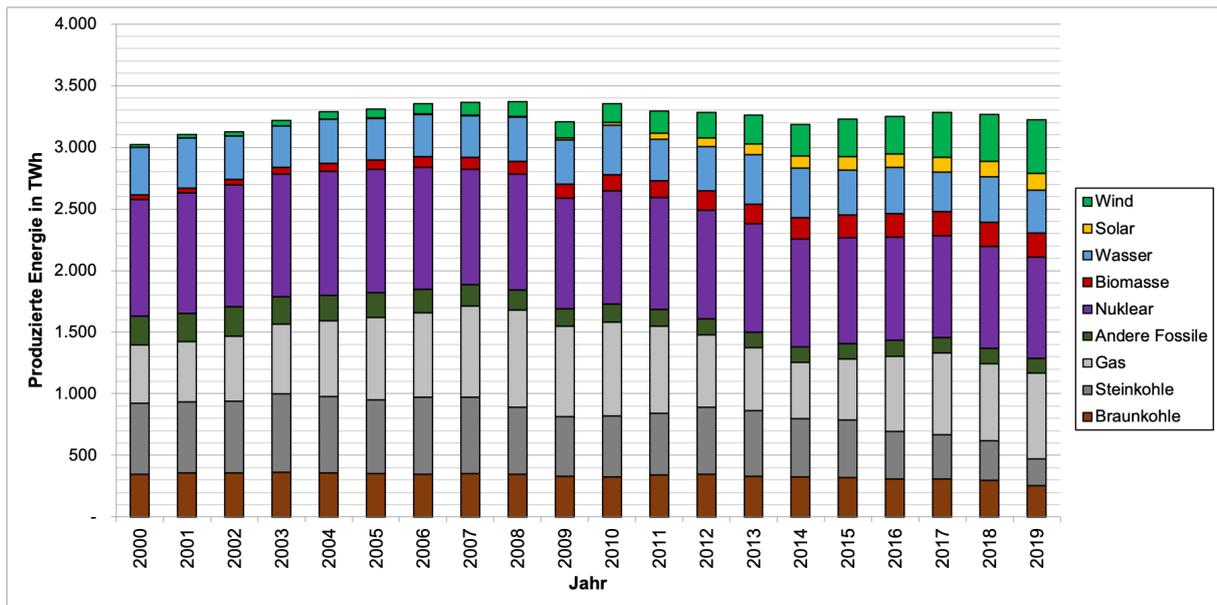


Abbildung 4: Eingesetzte Energieträger zur Stromerzeugung der EU28 im zeitlichen Verlauf. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Ember Climate (2020a)).

Die vorherige Grafik zeigt sehr schön, welche Energieträger in den EU28 zur Stromerzeugung eingesetzt werden, jedoch sind diese nicht über alle Länder gleichermaßen verteilt. Sehr deutlich ist das bei Betrachtung von Abbildung 5 erkennbar.

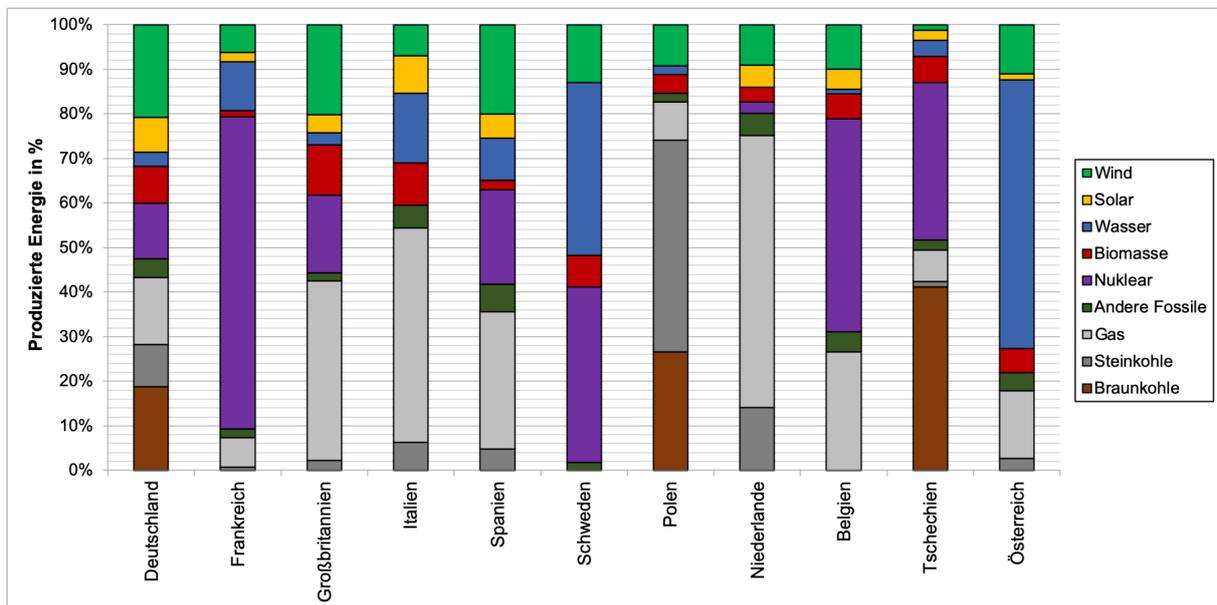


Abbildung 5: Relativer Anteil der eingesetzten Energieträger an der Stromerzeugung ausgewählter EU-Länder im Jahr 2019. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Agora Energiewende und Sandbag (2020)).

Österreich und Schweden beispielsweise generieren ihren Strom zu einem großen Teil bereits aus erneuerbaren Energieträgern und sind nicht so stark auf die Nutzung von fossilen Energieträgern angewiesen. Polen und Tschechien hingegen decken ihren Strombedarf hauptsächlich durch die Nutzung fossiler Brennstoffe und haben deshalb auch höhere CO₂-Intensitäten vorzuweisen. Auch Deutschland generiert einen großen Teil des Stroms mit fossilen Brennstoffen, jedoch ist das Portfolio hier breiter gefächert, sodass viele

Energieträger genutzt werden. Sehr interessante Beispiele sind auch Frankreich und Belgien. In diesen Ländern wird der Strom größtenteils aus Nuklearenergie gewonnen. Gas ist in den Niederlanden und in Italien der meist genutzte Energieträger.

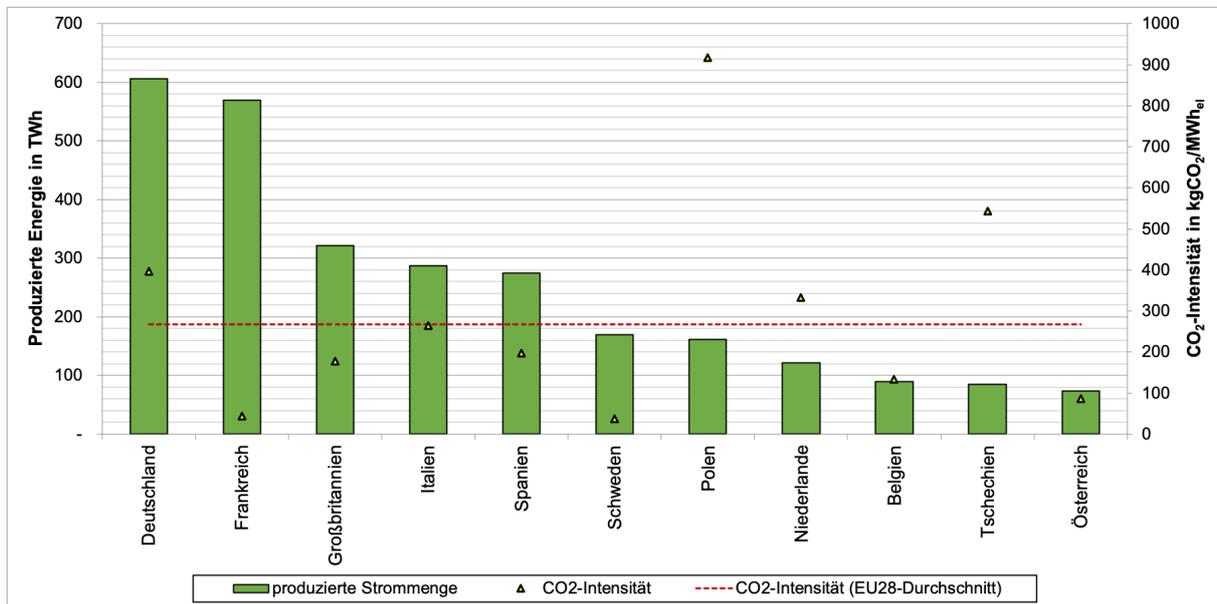


Abbildung 6: Stromerzeugung und CO₂-Intensität ausgewählter Länder für das Jahr 2019. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Agora Energiewende und Sandbag (2020) und Ember Climate (2020a)).

In Abbildung 6 wird gezeigt, in welchem Ausmaß die ausgewählten Länder der EU28 im Jahr 2019 Strom erzeugt haben und welche CO₂-Intensität der jeweilige Strommix aufgewiesen hat. Bei der Betrachtung der CO₂-Intensitäten der ausgewählten Länder fällt sofort auf, dass es sehr große Unterschiede gibt. Der Durchschnitt der EU28 (rote Linie) beläuft sich hier auf 267 kgCO₂/MWh. Besonders ins Auge sticht der Wert von Polen, das mit 917 kgCO₂/MWh die zweithöchste CO₂-Intensität der EU28 aufweist. Die CO₂-Intensitäten von Deutschland und Tschechien befinden sich ebenfalls deutlich über dem EU-Durchschnitt. Jene Länder mit einer starken Nutzung von Nuklearenergie und erneuerbaren Energieträgern sind deutlich unter dem EU-Schnitt.

2.3.3 Strompreisbildung in der *Merit-Order* und Einfluss des CO₂-Preises

Die angesprochenen Kraftwerkstechnologien können im Betrieb zu unterschiedlichen Kosten Strom erzeugen. Mit Hilfe einer *Merit-Order* kann gezeigt werden, wie sich der Strompreis an der Börse ergibt. Eine *Merit-Order*⁸, wie in Abbildung 7⁹ dargestellt, zeigt, zu welchem Preis welche verfügbare Leistung am Markt angeboten werden kann. Um die Nachfrage zu geringsten Kosten zu bedienen, werden die Kraftwerke in der *Merit-Order* anhand ihrer Grenzkosten¹⁰ zur Stromproduktion gereiht (Delarue et al., 2007; Delarue und D’haeseleer,

⁸ Zur einfacheren Darstellung wurde in diesem Beispiel angenommen, dass jedes Kraftwerk in gleichem Ausmaß Leistung am Markt anbietet. Zudem ist die Nachfragekurve so dargestellt, dass sie eine Situation darstellt, in der keine Spitzenlast bedient werden muss.

⁹ Diese Abbildung soll ein Beispiel darstellen und bezieht sich auf keine konkrete Datengrundlagen.

¹⁰ Die Grenzkosten bezeichnen jene Kosten, die entstehen um eine weitere MWh Strom zu erzeugen.

2007) und stellen somit die Angebotskurve dar. Die Nachfragekurve wird in solchen Darstellungen unter der Annahme, dass die Stromnachfrage in der kurzen Frist nicht flexibel ist, gerne als annähernd vertikale Linie dargestellt. Der Strompreis ergibt sich folglich durch den Punkt, wo sich Angebot und Nachfrage kreuzen.

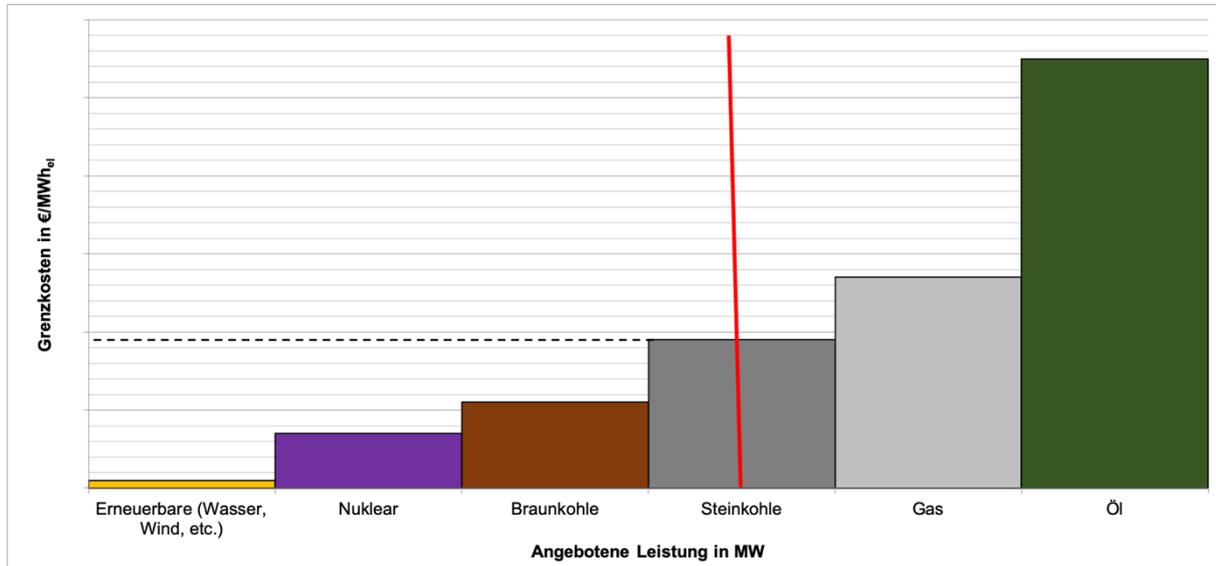


Abbildung 7: Merit-Order ohne CO₂-Zertifikatskosten. (Quelle: Eigene Darstellung).

Die Grenzkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Anlagen sind annähernd null (Schumacher und Würfel, 2015) und deshalb wurden diese zur einfacheren Darstellung zusammengefasst und nicht in einzelne Primärenergieträger aufgeteilt dargestellt. Wie aus der Abbildung hervorgeht, werden neben den erneuerbaren Energieträgern zusätzlich Nuklear-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage benötigt. Das Steinkohlekraftwerk ist das letzte Kraftwerk, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, weshalb es auch als Grenzkraftwerk bezeichnet wird. Es bestimmt aufgrund seiner Grenzkosten auch den Strompreis, der folglich auch für alle anderen Kraftwerke gilt. Gas- und Ölkraftwerke haben in diesem Beispiel zu hohe Grenzkosten und werden zur Bedienung der Nachfrage nicht benötigt.

Zieht man jedoch den CO₂-Preis mit in Betracht kann es dazu kommen, dass sich die Anordnung der Kraftwerke verändert. Das ist deshalb der Fall, weil jedes Kraftwerk in Abhängigkeit des eingesetzten Primärenergieträgers unterschiedliche CO₂-Emissionen aufweist. So produzieren Wind- und Wasserkraftwerke ihren Strom CO₂-neutral, wohingegen fossilbetriebene Kraftwerke oft sehr hohe CO₂-Emissionen haben. Diese Werte werden in CO₂-Intensitäten gemessen. Dabei wird betrachtet, wie viel kg CO₂ pro erzeugter MWh Strom emittiert werden. In Tabelle 1 sind überblicksmäßig die CO₂-Intensitäten unterschiedlicher Energieträger angeführt. Beachtet werden muss, dass diese von Kraftwerk zu Kraftwerk je nach Effizienzwert und eingesetztem Brennstoff variieren können. Sehr deutlich zu erkennen ist, dass sowohl Braun- als auch Steinkohle sehr hohe CO₂-Intensitäten haben und diese bei üblichen Effizienzwerten von 43% bzw. 46% ungefähr 953 bzw. 743 kg CO₂ pro erzeugter MWh Strom emittieren. Gaskraftwerke (vor allem GuD) stoßen bei der Stromerzeugung deutlich

weniger CO₂ je erzeugter MWh Strom aus. In Tabelle 1 ist deutlich zu erkennen, dass bei einem angenommenen CO₂-Preis von 25€/tCO₂ bei den Kohlekraftwerken deutlich höhere CO₂-Kosten entstehen. Jeglicher Strom aus erneuerbaren Energieträgern sowie aus Atomkraftwerken gilt als CO₂-neutral und verursacht bei der Stromerzeugung keine CO₂-Emissionen¹¹.

Tabelle 1: Berechnung der CO₂-Kosten pro erzeugter MWh Strom für unterschiedliche Energieträger. (Quelle: Eigene Berechnung mit Daten aus Konstantin (2009) und Nuclear Energy Agency et al. (2015)).

	Einheit	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas GuD	Erdgas GT
Brennstoff-Emissionsfaktor	tCO ₂ /MWh _{th}	0,410	0,342	0,202	0,202
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	43%	46%	59%	34%
Emissionen pro MWh_{el}	tCO ₂ /MWh _{el}	0,953	0,743	0,342	0,594
CO₂-Preis	€/tCO ₂	25	25	25	25
CO₂-Kosten	€/MWh _{el}	23,837	18,587	8,559	14,853

Der springende Punkt bei der Betrachtung der CO₂-Intensitäten ist, dass sich bei hohen CO₂-Intensitäten ein CO₂-Preis natürlich stärker auf die Produktionskosten auswirkt als bei geringer CO₂-Intensität. Zu sehen ist das auch, wenn man in die obige Darstellung der *Merit-Order* einen CO₂-Preis miteinbezieht. Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, fällt die Erhöhung der Grenzkosten (schraffierte Fläche) bei den Kohlekraftwerken höher aus als beim Gaskraftwerk. Dadurch rutscht das Steinkohlekraftwerk aus der *Merit-Order* und wird zur Bedienung der Nachfrage nicht mehr benötigt. Das Gaskraftwerk ist aufgrund der geringeren CO₂-Intensität in der *Merit-Order* vorgerückt. Zu sehen ist außerdem, dass der Strompreis steigt.

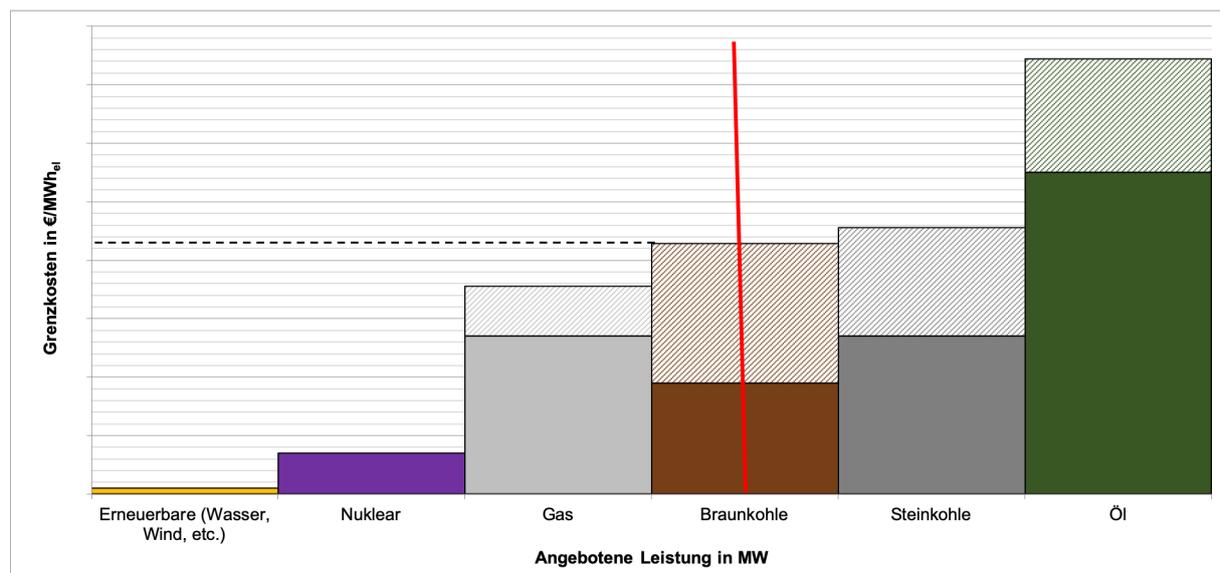


Abbildung 8: Merit-Order inklusive CO₂-Zertifikatskosten. (Quelle: Eigene Darstellung).

¹¹ Diese Betrachtung gilt nur für die reine Stromerzeugung. Bei der Betrachtung über den ganzen Lebenszyklus entstehen natürlich auch bei diesen Anlagen THG-Emissionen, jedoch müssen diese nicht durch Emissionszertifikate abgedeckt werden.

Anzumerken hierbei ist jedoch, dass ein CO₂-Preis nur zu Veränderungen in der *Merit-Order* führen kann, wenn es auch Möglichkeiten dazu gibt. Wenn beispielsweise ein Strommix eines Landes zu 50% aus Nuklearenergie bedient wird und die restlichen 50% aus Braunkohle gewonnen werden, dann wird sich mit einem CO₂-Preis zwar das Strompreisniveau erhöhen, jedoch wird sich in der kurzen Frist nichts an den eingesetzten Kraftwerken ändern. Langfristig werden aufgrund des hohen Strompreises vermehrt andere Energieformen in den Strommix drängen. So muss bei der Betrachtung des Einflusses des CO₂-Preises zwischen der kurzen und der langen Frist unterschieden werden.

Die oben angesprochenen Veränderungen der *Merit-Order* aufgrund eines CO₂-Preises werden in der Literatur gerne als *Fuel-Switching* bezeichnet. Das bezeichnet eben genau jenes Verhalten, dass ab einem gewissen CO₂-Preis es billiger ist auf einen anderen Energieträger zur Stromerzeugung zu wechseln. Dieser CO₂-Preis wird als *Switching-Preis*, *Switching-Point* oder *Breakeven-Price* bezeichnet und wurde erstmals von Sijm et al. (2005) erwähnt. *Fuel-Switching* wird in der Literatur häufig als die günstigste Variante gesehen, um vor allem in der kurzen Frist Emissionen zu vermeiden und wird im europäischen Strommix als Möglichkeit vor allem zwischen Kohle und Gas gesehen. Dass mögliche *Fuel-Switching* Alternativen wirklich genutzt werden, müssen sowohl eine ökonomische als auch eine technische Bedingung erfüllt sein (Delarue et al., 2008).

Der ökonomischen Bedingung zufolge muss der Zertifikatspreis über dem *Switching-Preis* liegen. Bei der Bestimmung des *Switching-Preises* kommt es auf den Vergleich der kurzfristigen Grenzkosten der zwei Kraftwerkstypen an. Dieser minimale Zertifikatspreis (Zertifikatspreis_{Switch}), bei dem es zu einem Wechsel zwischen einem Gas- und einem Kohlekraftwerk kommt, kann in Anlehnung an Delarue et al. (2007) mit folgender Formel¹² berechnet werden:

$$\text{Zertifikatspreis}_{\text{Switch}} = \frac{\eta_{\text{Kohle}} * BK_{\text{Gas}} - \eta_{\text{Gas}} * BK_{\text{Kohle}}}{\eta_{\text{Gas}} * EF_{\text{Kohle}} - \eta_{\text{Kohle}} * EF_{\text{Gas}}} \quad (1)$$

Sijm et al. (2005) weisen darauf hin, dass der *Switching-Preis* sehr sensitiv auf Veränderungen einzelner Parameter reagiert. Das ist bei der Betrachtung von Formel 1 deutlich erkennbar. So können unterschiedliche Annahmen für die Effizienz der Kraftwerke zu Veränderungen des *Switching-Preises* führen (Delarue et al., 2007). Eine höhere (niedrigere) Effizienz des Gaskraftwerks (Kohlekraftwerks) wäre demnach mit einer Senkung des *Switching-Preises* verbunden. Wie Sijm et al. (2005) in Bezug auf das EU-ETS angeben, gibt es über die gesamte EU hinweg nicht einen *Switching-Preis*, sondern je nach lokalen Gegebenheiten (relative Brennstoffpreise, Kraftwerkswirkungsgrade, andere lokale Faktoren) viele unterschiedliche *Switching-Preise*. Demnach kann es in manchen Regionen bereits bei sehr niedrigen CO₂-

¹² Zertifikatspreis_{Switch} wird angegeben in [€/kgCO₂]. Die Effizienzwerte der beiden Kraftwerke (η_{Kohle} , η_{Gas}) werden in [GJ_e/GJ_i], die Brennstoffkosten (BK_{Kohle} , BK_{Gas}) in [€/GJ_i] und die Emissionsfaktoren (EF_{Kohle} , EF_{Gas}) in [kg CO₂/GJ_i] angegeben.

Preisen zu Veränderungen kommen, während diese Veränderung in anderen Regionen erst bei sehr hohen CO₂-Preisen eintritt. Das wird auch verdeutlicht, wenn die unterschiedliche Zusammensetzung der Strommixe in den EU28 betrachtet wird (siehe Abbildung 5).

Bei der technischen Bedingung muss laut Delarue et al. (2008) unterschieden werden, ob das *Fuel-Switching* innerhalb eines Landes oder grenzüberschreitend stattfindet. Dass es innerhalb eines Landes zu *Fuel-Switching* kommen kann, muss ein sehr diversifizierter Kraftwerkspark vorhanden sein. Zudem kann es nur in Zeiten geschehen, in denen die Auslastung des Kraftwerksparks nicht zu groß ist. Also nicht in Betrieb befindliche Gaskraftwerke in Betrieb befindliche Kohlekraftwerke ersetzen können (Delarue und D'haeseleer, 2008). Als Beispiel für grenzüberschreitendes *Fuel-Switching* geben Delarue et al. (2008) Deutschland und die Niederlande an. Dabei wird bei entsprechend hohem CO₂-Preis die CO₂-intensive Stromerzeugung in Deutschland gesenkt und durch eine steigende Stromerzeugung in den Niederlanden ersetzt.

Wie gezeigt wurde, kann ein CO₂-Preis dazu führen, dass sich vor allem in der kurzen Frist die Einsatzzeiten fossiler Kraftwerke verändern. Neben den kurzfristigen Änderungen aufgrund des CO₂-Preises ist es zudem das Ziel eines Emissionshandelssystems bzw. CO₂-Preises, dass Investitionen in Anlagen getätigt werden, die auf längere Frist gesehen mehr Emissionen einsparen. Abhängig vom Verlauf des CO₂-Preises lässt sich festhalten, dass je höher der CO₂-Preis ist, desto eher kommt der Zeitpunkt, an dem ein konventionelles Kraftwerk aus ökonomischer Sichtweise nicht mehr betrieben werden kann. Deshalb werden vor allem weniger effiziente Kraftwerke zuerst von der kompletten Abschaltung betroffen sein (Elkerbout und Egenhofer, 2017). Zudem kommt es dazu, dass steigende CO₂-Preise ab einem gewissen Punkt den Einsatz von kohlenstoffsparenden Kraftwerken fördern. Deshalb müssen laut Elkerbout und Egenhofer (2017) auch die gesetzlichen Grundlagen so gestaltet werden, dass den Unternehmen damit genügend Sicherheit gegeben wird, um Investitionen in solche Anlagen zu tätigen, da die langen Lebenszyklen und Zeithorizonte mit hohen Kapitalinvestitionen verbunden sind.

3 Methodik

Um die Forschungsfragen zu beantworten, wurde auf unterschiedliche Methoden zurückgegriffen. Während bei der Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Zertifikatspreises eine Literaturrecherche angewendet wurde, wurden zur Untersuchung der zukünftigen Auswirkungen des Emissionshandels auf die Elektrizitätswirtschaft Simulationen durchgeführt.

Historische und zukünftige Entwicklung des EU-ETS

In Kapitel 4 wird ausgehend vom Jahr 2005 die Entwicklung des EU-ETS dargestellt. Aufgrund der unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen wird jede Phase des EU-ETS für sich betrachtet. Dabei wird darauf eingegangen, welche regulatorischen Rahmenbedingungen in der jeweiligen Phase vorherrschend waren bzw. sind, wie sich die Balance zwischen ausgegebenen und verwendeten Zertifikaten entwickelt hat und welche Faktoren, Maßnahmen oder Ereignisse den Zertifikatspreis in seiner Entwicklung beeinflusst haben.

Für die Darstellung der regulatorischen Rahmenbedingungen wurden neben den grundlegenden rechtlichen Dokumenten hauptsächlich Veröffentlichungen und Berichte der EU-Kommission verwendet. Um einen Überblick zu geben, welche Faktoren bzw. Ereignisse je Phase den Verlauf des Zertifikatspreises beeinflusst haben, wurden Studien verwendet, welche die Entwicklung des CO₂-Preises in der Vergangenheit untersuchen. Neben der Literatursuche über die Bibliothek der Universität für Bodenkultur wurden auch andere Suchmaschinen genutzt, um passende Literatur zu finden. In der Folge wurden hauptsächlich Artikel aus wissenschaftlichen Journals, Veröffentlichungen der EU-Kommission und der Europäischen Umweltagentur verwendet. Die Hauptdatenquelle für die Darstellung der ausgegebenen bzw. verwendeten Zertifikate war die Europäische Umweltagentur, die in ihrem Dashboard die wichtigsten Datensätze seit dem Jahr 2005 aufbereitet hat. Bei der Darstellung der Entwicklung des Zertifikatspreises je Phase wurde auf mehrere Datenquellen zurückgegriffen.

Bei der Betrachtung der vierten Phase (2021-2030) wurde neben der Beschreibung der regulatorischen Rahmenbedingungen anhand einer Literaturrecherche untersucht, in welchem Bereich sich der Zertifikatspreis in der nächsten Phase bewegen könnte. Da Studien, die auch die neuesten Reformen (*Green Deal*) beinhalten, bisher nur in geringem Ausmaß vorhanden sind, wurden hier auch *Working-Paper* und Veröffentlichungen der EU-Kommission in die Betrachtung miteinbezogen. Auf Grundlage der Rechercheergebnisse wurden für die vierte Phase drei Preisszenarien generiert, die in weiterer Folge als Inputdaten für die Simulationen verwendet wurden.

Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft

Bei der Beantwortung der Frage, welche Auswirkungen die Entwicklung des Zertifikatspreises in den kommenden Jahren auf die Elektrizitätswirtschaft haben wird, wurde auf das ATLANTIS-Simulationstool des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz zurückgegriffen. Mithilfe von ATLANTIS wurden mehrere Simulationen durchgeführt, die je nach Entwicklung des Zertifikatspreises unterschiedliche Ergebnisse für die produzierte Energie, die CO₂-Emissionen und die CO₂-Intensität im Jahr 2030 ergeben. Genauere Details zu ATLANTIS und der Herangehensweise an die Simulationen werden in Kapitel 5.1 erklärt.

4 Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS)

4.1 Überblick

Der Klimawandel mit all seinen Folgen hat es über die Jahre von einem eher weniger bedeutenden Thema zu einem Thema mit höchster Priorität auf der Umweltagenda der EU geschafft. Die EU hat deswegen eine sehr große Bandbreite an Maßnahmen eingeführt. Das Herzstück der europäischen Klimapolitik ist jedoch der Emissionshandel (Delreux und Happaerts, 2016). Das EU-Emissionshandelssystem ist ein klassisches *Cap-and-Trade*-System und umfasst derzeit ca. 11.000 Kraftwerke und Fertigungsanlagen in 31 Staaten¹³. Diese Anlagen sind für etwa 38% der gesamten THG-Emissionen der EU verantwortlich (EU-Kommission, 2020a). Das Handelssystem wurde 2005 mit einer dreijährigen Testphase eingeführt und zeitlich in mehrere Phasen gegliedert. Mit jeder Phase haben sich die regulatorischen Rahmenbedingungen in unterschiedlichem Ausmaß geändert. Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, befindet sich das EU-ETS derzeit in seiner dritten Phase. Mit 1. Jänner 2021 tritt es bereits in die vierte Phase ein, welche wiederum zahlreiche Reformen mit sich bringt.



Abbildung 9: Zeitliche Einteilung des EU-ETS. (Quelle: Eigene Darstellung).

Das EU-ETS umfasst aktuell folgende Sektoren und Treibhausgase (EU-Kommission, 2020g):

- **Kohlendioxid (CO₂):**
 - Strom- und Wärmeerzeugung
 - energieintensive Industriezweige wie Ölraffinerien, Stahlwerke und Produktionsstätten von Eisen, Aluminium, Metallen, Zement, ungelöschtem Kalk, Glas, Keramik, Zellstoff, Papier, Karton, Säuren und organischen Grundchemikalien
 - gewerbliche Luftfahrt
- **Distickstoffoxid (N₂O):**
 - aus der Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Glyoxylsäure und Glyoxal
- **perflourierte Kohlenwasserstoffe (PFC):**
 - aus der Aluminiumherstellung

¹³ Neben allen EU-Staaten nehmen auch Norwegen, Liechtenstein und Island am Emissionshandel teil. Großbritannien wird ab 2021 nicht mehr am Emissionshandel teilnehmen.

In Abbildung 10 ist dargestellt, wie sich die verifizierten THG-Emissionen im EU-ETS von 2005 bis 2019 entwickelt haben und welche Sektoren für welches Ausmaß an Emissionen verantwortlich waren. Deutlich zu erkennen ist, dass die THG-Emissionen im EU-ETS seit 2005 zurückgegangen sind und im Jahr 2019 etwa 1.500 MtCO_{2eq} von stationären Anlagen emittiert worden sind. Der erkennbare Rückgang der Emissionen ist großteils dem Sektor *Verbrennung von Brennstoffen* (dunkelblaue Balken) zu verdanken. Dieser Sektor umfasst hauptsächlich Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung. Der Sektor *Industrieanlagen* (hellblaue Balken) hingegen hat die Emissionen im Zeitverlauf kaum reduzieren können. Der Flugverkehr (gelbe Balken) hat seit seiner Integration in das EU-ETS ab dem Jahr 2012 jedes Jahr etwa gleich viel Emissionen verursacht und besitzt im EU-ETS eine Sonderstellung, da es für den Flugsektor eigene Zertifikate gibt, die für Emissionen stationärer Anlagen nicht verwendet werden können. Deshalb wird in den nächsten Abschnitten auf eine genauere Betrachtung des Flugsektors verzichtet.

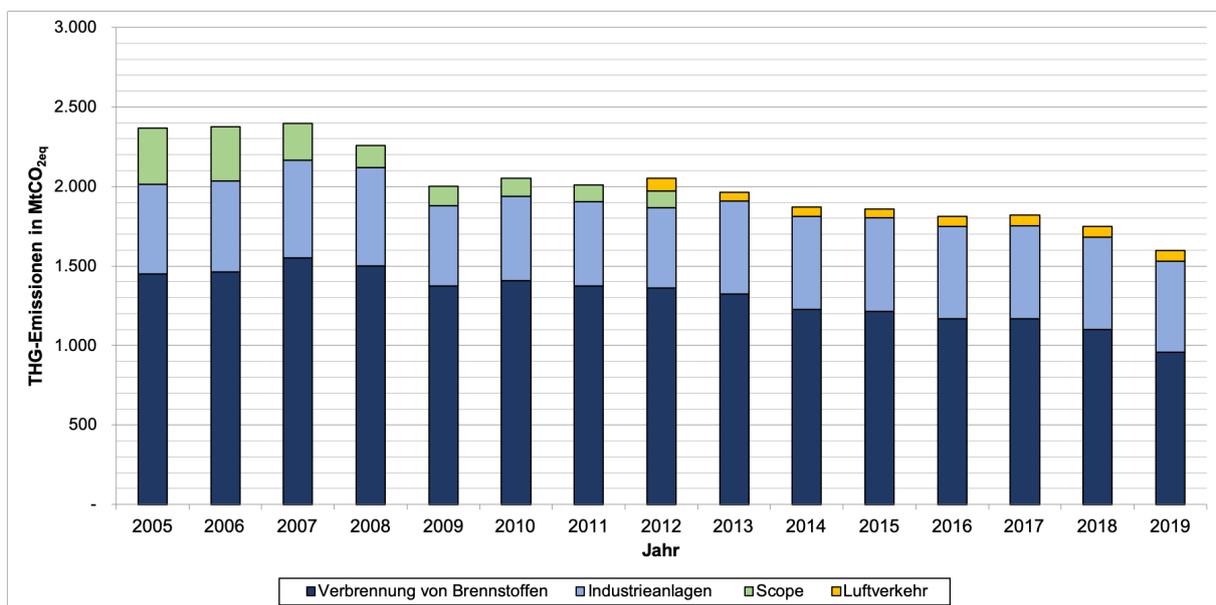


Abbildung 10: Verifizierte Emissionen im EU-ETS seit 2005 inklusive Aufteilung der Emissionen nach Sektoren. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2020b)).

Da es im Laufe der Zeit immer wieder Änderungen im EU-ETS gegeben hat und neue Länder, Sektoren und Treibhausgase hinzugekommen sind, ist es für die Vergleichbarkeit der Zahlen über den gesamten Zeitraum notwendig, eine Schätzung (*Scope*) miteinzubeziehen. Dieser *Scope* ist in Abbildung 10 in grünen Balken dargestellt und soll angeben, wie viel THG-Emissionen diese Neuerungen verursacht hätten, wenn diese schon ab 2005 am EU-ETS teilgenommen hätten. Nur mithilfe des *Scopes* ist es möglich, die absoluten Zahlen über die gesamte Laufzeit des EU-ETS miteinander zu vergleichen.

Das EU-ETS hat sich im Laufe der Zeit in einigen Parametern geändert. Dazu zählen beispielsweise die Art der Zuteilung, die teilnehmenden Länder, das *Banking* und der Umgang mit überschüssigen Zertifikaten. Warum sich diese Änderungen von Phase zu Phase ergeben haben und welchen möglichen Einfluss diese hatten, wird in den nächsten Abschnitten für

jede Phase einzeln betrachtet. Zuvor werden jedoch noch kurz die Gründe und die Geschichte für die Einführung eines EU-weiten Emissionshandelssystems erläutert.

Den Anstoß für die Einführung eines Emissionshandelssystems führt Convery (2009) auf zweifaches Versagen der EU hin. Erstens schaffte die EU-Kommission in den 90er Jahren die Umsetzung einer EU-weiten CO₂-Steuer nicht und zweitens konnte die EU ihre Abneigung gegen flexible Handelsinstrumente bei den Verhandlungen des Kyoto-Protokolls nicht durchsetzen. Das Kyoto-Protokoll sieht den internationalen Handel mit THG neben nationalen Maßnahmen als zusätzlichen Mechanismus vor, um die THG-Emissionen zu reduzieren (Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 2000). Die Schaffung von marktbasierten Mechanismen im Rahmen des Kyoto Protokolls hatte somit entscheidende Auswirkungen auf die zukünftige Gestaltung der Klimapolitik in der EU (Delreux und Happaerts, 2016).

Zu Beginn dieses Jahrtausends hat die EU schließlich mit den Überlegungen zur Einführung eines Emissionshandelssystems begonnen. Die ersten grundlegenden Gedanken und Ideen darüber, wie ein solches System funktionieren könnte, wurden im *Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union* im Jahr 2000 veröffentlicht (Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 2000). Das Ziel des Grünbuchs war es, eine Diskussion über die Einführung eines Emissionshandelssystems als Politikinstrument zur Verminderung von THG-Emissionen anzustoßen und der Öffentlichkeit die Funktionsweise eines solchen Instruments näher zu bringen. Mithilfe des Grünbuchs versuchte die Kommission auch alle offenen Fragen und Unklarheiten (Zuteilung, einbezogene Sektoren, etc.), die es bis zur Einführung eines Systems zu klären gibt, an die Öffentlichkeit zu kommunizieren. Nach wenigen Jahren der Konsultation und Überlegung wurde die *Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates* veröffentlicht (EU, 2003). Diese Richtlinie regelt den Ablauf der ersten zwei Phasen des EU-ETS und fordert in Artikel 1, dass das EU-ETS *“auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinzuwirken“* hat. Der Emissionshandel wurde somit in sehr kurzer Zeit von einer nicht beachteten Option zu einem Grundpfeiler der europäischen Klimapolitik (Convery, 2009).

4.2 Phase 1 – 2005 - 2007

4.2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die *Richtlinie 2003/87/EG* regelt die gesetzlichen Grundlagen der ersten beiden Phasen des EU-ETS, welche sich nur in wenigen Punkten voneinander unterscheiden (EU, 2003). Die erste Phase hat mit 1.1.2005 offiziell begonnen und dauerte drei Jahre. 25 EU-Staaten haben damals am Emissionshandel teilgenommen. Durch den EU-Beitritt von Bulgarien und Rumänien hat sich die Teilnehmerzahl im Jahr 2007 auf 27 erhöht. Das EU-ETS war somit das erste multinationale *Cap-and-Trade*-System der Welt. Ab diesem Zeitpunkt mussten alle zur Teilnahme verpflichteten Anlagen entsprechend ihrer Emissionsmenge genügend Emissionszertifikate¹⁴ besitzen, um das Recht auf die Ausstoßung derselben Menge an CO₂ zu haben¹⁵. Obwohl in der Richtlinie neben Kohlendioxid (CO₂) noch weitere Treibhausgase genannt sind, werden in der ersten Phase nur CO₂-Emissionen der Anlagen betrachtet (Ellerman und Joskow, 2008). Sturm und Vogt (2011) führen das darauf zurück, dass CO₂-Emissionen leicht zu messen sind und CO₂ den größten Anteil am anthropogenen Treibhauseffekt hat.

In dieser Phase bedeckte das EU-ETS ungefähr 45% der gesamten CO₂-Emissionen der EU und umfasste zirka 11.500 Anlagen (Egenhofer, 2007). Dabei waren hauptsächlich Kraftwerke und energieintensive Anlagen¹⁶ in das Handelssystem eingebunden. Der Stromsektor machte den größten Anteil aus und erhielt ungefähr 55% aller Zertifikate (Kirat und Ahamada, 2011). Die *RL 2003/87/EG* schreibt vor, dass in der ersten Phase mindestens 95% aller Zertifikate an die verpflichteten Anlagen kostenlos zugeteilt werden mussten. Dieses Vorgehen wurde stark kritisiert, jedoch war laut Ellerman et al. (2014) die Verteilung in dieser Form notwendig, um alle Mitgliedsstaaten mit an Bord zu holen.

Diese dreijährige Phase diente als Versuchsperiode und wird in der Literatur häufig als „*trial-phase*“ bezeichnet. Das vorrangige Ziel war nicht die Einsparung von großen Mengen an CO₂-Emissionen, sondern das Sammeln von Erfahrungen und die Entwicklung eines System, welches für die zweite Phase des Emissionshandels (2008-2012) erfolgreiche Emissions-einsparungen ermöglicht (Convery und Redmond, 2007; Ellerman und Joskow, 2008). Bezeichnend für die ersten beiden Phasen war die sehr dezentrale Herangehensweise an die Gestaltung des EU-ETS. Das *Cap-and-Trade*-System der EU unterschied sich von klassischen Handelssystemen vor allem hinsichtlich der Bestimmung des *Caps*, denn die EU-weite Obergrenze stellte sich aus den nationalen Obergrenzen aller Mitgliedsstaaten zusammen. Jeder Mitgliedsstaat entwickelte nationale Allokationspläne (NAP), in denen die Menge an

¹⁴ Entsprechend *RL 2003/87/EG* versteht man darunter die Berechtigung eine Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum zu emittieren.

¹⁵ Jedes verpflichtete Unternehmen musste entsprechend *RL 2003/87/EG* bis spätestens 30. April des Folgejahres eine ausreichend hohe Anzahl an Zertifikaten entsprechend der Gesamtemissionen des vorherigen Jahres abgeben. Die abgegebenen Zertifikate wurden in der Folge gelöscht.

¹⁶ Für eine genaue Auflistung aller einbezogenen Anlagen und Sektoren wird auf Anhang 1 der *RL 2003/87/EG* verwiesen.

Zertifikaten und die Art der Zuteilung im jeweiligen Staat festgeschrieben war (Ellerman et al., 2014). Die NAPs konnten individuell gestaltet werden, mussten jedoch von der EU-Kommission abgesegnet werden. Wie Delreux und Happaerts (2016) angeben, wird ein solcher Ansatz gerne gewählt, wenn die EU-Kommission Wege finden muss, um die Politik auf EU-Ebene zu stärken ohne den Mitgliedstaaten zu viel Kontrolle zu entziehen. Aufgrund von fehlenden und verlässlichen Emissionsdaten basierten die Obergrenzen dieser Phase auf Schätzungen.

Obwohl die Handelsperioden des EU-ETS jeweils über mehrere Jahre laufen, wird jedes Jahr überprüft, ob die abgegebenen Zertifikate der Anlagen mit den getätigten Emissionen übereinstimmen. So müssen die Anlagenbetreiber die Zertifikate für die getätigten Emissionen des Vorjahres bis spätestens 30. April des Folgejahres abgeben (Sturm und Vogt, 2011). Der jährliche Zyklus des EU-ETS endet schließlich jedes Jahr am 15. Mai mit der Veröffentlichung der verifizierten Emissionsdaten und der verwendeten Zertifikate durch die EU-Kommission (Convery und Redmond, 2007). Konnte ein Unternehmen die getätigten Emissionen nicht durch genügend Zertifikate abdecken, wurde in der ersten Phase eine Strafzahlung in Höhe von 40€/Tonne CO₂ fällig.

Zertifikate sind jedoch unabhängig von dem Jahr, in dem sie ausgegeben werden, in der gesamten Periode gültig. Das EU-ETS sieht somit auch die Möglichkeit des *Bankings* vor. Das bedeutet, dass beispielsweise nicht eingelöste Zertifikate aus dem Jahr 2005 in den Jahren 2006 oder 2007 eingesetzt werden konnten. *Borrowing* ist eigentlich nicht vorgesehen, jedoch in gewisser Weise doch möglich, denn die Zertifikate des abgelaufenen Jahres müssen erst am 30. April des Folgejahres abgegeben werden. Da die Zertifikate für das aktuelle Jahr aber schon vorher ausgegeben werden, können diese quasi auch für mögliche fehlende Zertifikate des Vorjahres verwendet werden (Convery und Redmond, 2007). Die Mitnahme von nicht verwendeten Zertifikaten der ersten Phase in die zweite Phase war jedoch nicht erlaubt, was gegen Ende dieser Phase extreme Auswirkungen auf den Preis hatte. Ellerman und Joskow (2008) sehen den Grund darin, dass mögliche *Schwächen* nicht in die zweite Phase mitgenommen werden und so das angestrebte Kyoto-Ziel gefährden.

4.2.2 Balance zwischen ausgegebenen Zertifikaten und verifizierten Emissionen

In Abbildung 11 ist die Menge der ausgegebenen Zertifikate sowie die Höhe der verifizierten Emissionen (schwarze Linie) aller drei Jahre der ersten Handelsperiode dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass die Emissionen in jedem Jahr unter der Obergrenze geblieben sind und sich so ein Überschuss entwickelt hat. Der Anstieg der ausgegebenen Zertifikate und der verifizierten Emissionen im Jahr 2007 ist mit dem Eintritt von Bulgarien und Rumänien ins EU-ETS zu begründen. Zudem ist erkennbar, dass nur ein marginaler Teil der Zertifikate in der ersten Phase versteigert wurde.

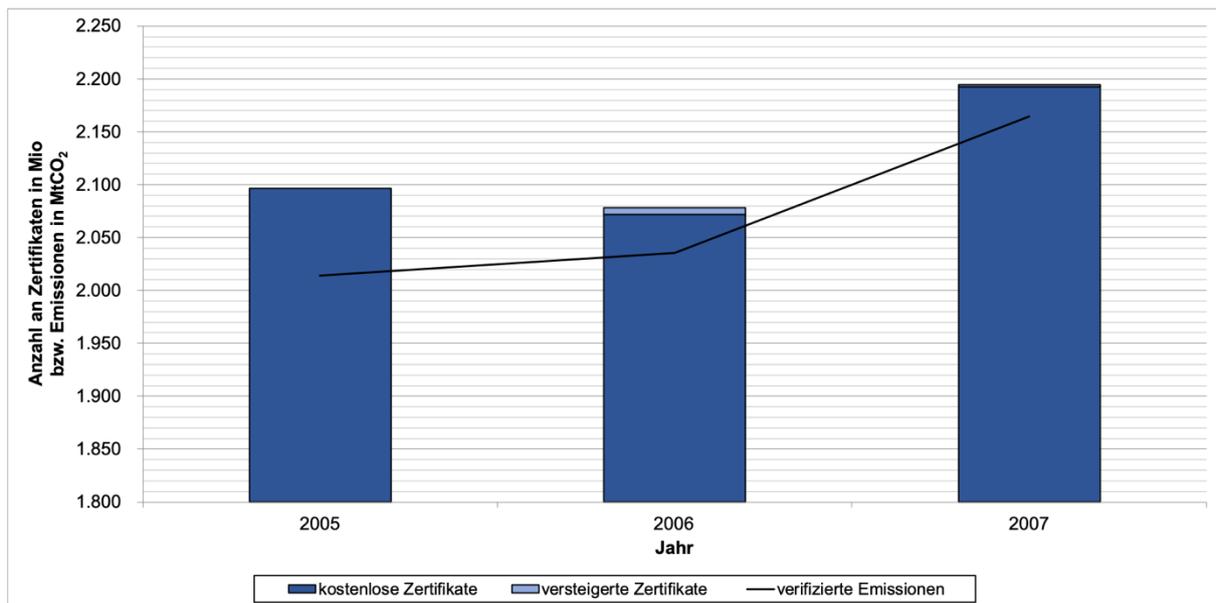


Abbildung 11: Menge der ausgegebenen Zertifikate und der verifizierten Emissionen der ersten Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2020b)).

Vergleicht man die Zahlen der einzelnen Jahre ist zu sehen, dass 2005 die CO₂-Emissionen um etwa 80 Millionen Tonnen unter dem erlaubten *Cap* waren. Das entspricht 4% der gesamten Zertifikatsmenge in diesem Jahr (Ellerman und Buchner, 2007; Skjærseth und Wettestad, 2008). Wie Convery und Redmond (2007) angeben, gibt es für den Überschuss an Zertifikaten zwei mögliche Erklärungen. Einerseits könnten die Unternehmen ihre Emissionen reduziert haben und andererseits könnten auch sehr wohlwollende Zertifikatsvergaben mancher Mitgliedsstaaten dafür verantwortlich sein.

Auch wenn oft erwähnt wird, dass die erste Phase von Überallokation geprägt war, wollen Ellerman et al. (2014) die Performance des Emissionshandelssystems jedoch nicht alleine mit dem Begriff Überallokation abspeisen. Sie verweisen darauf, dass die Bestimmung einer Obergrenze schwierig gewesen sei und der Überschuss daher als klein zu betrachten ist. Zudem wurden in Zeiten, in denen ein respektable Zertifikatspreis zu erkennen war (siehe Abbildung 12), Emissionen eingespart, die jedoch aufgrund des *Bankings* zum Ende hin nicht mehr sichtbar waren. Ellerman und Buchner (2008) fanden heraus, dass das Vermeidungsniveau in den Jahren 2005 und 2006 zwischen 50 und 100 Millionen Tonnen CO₂ lag. Delarue et al. (2008) untersuchten, welche Rolle das *Fuel-Switching* aufgrund des sich entwickelnden CO₂-Preises im europäischen Stromsektor hatte. Sie zeigen, dass vor allem in der Frühphase (Sommer 2005) die Emissionsvermeidung durch *Fuel-Switching* (Kohle auf Gas) sehr wohl eine Rolle spielte und 2005 etwa 88 Millionen Tonnen CO₂ dadurch eingespart wurden.

4.2.3 Preisentwicklung

Wie in Abbildung 12 zu erkennen ist, fluktuierte der Zertifikatspreis über alle drei Jahre sehr stark. Der Zertifikatspreis entwickelte sich bereits kurz nach Einführung des Emissionshandels

sehr gut und kletterte bis zur Mitte des Jahres 2005 auf ca. 30€. Anschließend an diese Preisspitze bewegte sich das Preisniveau über ein Jahr zwischen 20 und 30€. Im April 2006 folgte ein radikaler Preisverfall, als der Preis innerhalb weniger Tage auf etwa 10€ herabfiel. Der Preis erholte sich in der Folge wieder ein wenig und pendelte sich zwischen 15 und 20€ ein, ehe es ab Herbst 2006 ständig bergab ging und der Preis Mitte des Jahres 2007 bei annähernd 0€ ankam.



Abbildung 12: Entwicklung des Zertifikatspreises (Forward-Preis für 2007) über die gesamte 1.Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2012)).

Bei der Betrachtung des Preisverlaufs stellt sich die Frage, welche Faktoren den Zertifikatspreis in seiner Entwicklung über die Jahre beeinflusst haben. Wie in vielen anderen Märkten bestimmt sich der Preis im EU-ETS aufgrund von Angebot und Nachfrage (Convery und Redmond, 2013; Hintermann et al., 2016; Rickels et al., 2015). Neben den Angebots- und Nachfragefaktoren sehen Sijm et al. (2005) zusätzlich auch noch Faktoren, die im Zusammenhang mit Regulierung, Marktstruktur und Intervention stehen als preisbeeinflussende Faktoren an. Das Angebot an Zertifikaten ist dabei hauptsächlich von politischen Entscheidungen abhängig. Darunter fallen Entscheidungen über die Obergrenze an Emissionen, die Verknüpfung mit anderen Emissionshandelssystemen und geltende Regeln bezüglich *Banking* und *Borrowing* (Hintermann et al., 2016; Rickels et al., 2015). Relative Kraftstoffpreise (vor allem zwischen Kohle und Gas), Wetterbedingungen und das Wirtschaftswachstum sind die wichtigsten nachfrageseitigen Preistreiber (Convery und Redmond, 2013). Das Angebot ist durch die oben genannten Faktoren festgesetzt und soll grundsätzlich das Preisniveau bestimmen. Preisschwankungen sollten hauptsächlich durch Nachfrageänderungen erklärt werden. Die Nachfrage ändert sich demnach, wenn sich die *Business-as-Usual*-Emissionen (BAU) oder das Vermeidungspotential ändern (Rickels et al., 2015).

Viele Arbeiten versuchten im Laufe der ersten Phase bzw. im Anschluss daran herauszufinden, welche Faktoren (Brennstoffpreise, Wetterdaten, etc.) den Verlauf des Zertifikatspreises seit

2005 beeinflusst haben. Hier sind vor allem die Arbeiten von Alberola et al. (2008), Mansanet-Bataller et al. (2007) und Rickels et al. (2007) zu nennen. Der genaue Zeitraum, die Methodik, die verwendeten Daten und die Schwerpunktsetzung unterscheiden sich je Studie, weshalb sich kein eindeutiges Ergebnis zeigt. Es ist jedoch erkennbar, dass die Brennstoffpreise (vor allem Gas) und auch die Wetterdaten in gewissen Zeiträumen den Verlauf des Zertifikatspreises durchaus mitbestimmt haben. Ellerman und Joskow (2008) führen beispielsweise das hohe Preisniveau in der Frühphase des EU-ETS auf einen späten und kalten Winter zu Beginn des Jahres 2005, einen sehr trockenen Sommer in Südeuropa und hohe Öl- und Gaspreise zurück. Zudem nennen sie ein institutionelles Ungleichgewicht von Käufern und Verkäufern als wichtigen Faktor für den starken Preisanstieg zu Beginn. Darunter verstehen sie, dass einerseits Unternehmen, die Bedarf an zusätzlichen Zertifikaten hatten, sehr aktiv am Markt waren und andererseits Unternehmen, die genügend Zertifikate für ihre Tätigkeiten hatten, sich eher vom Markt fernhielten. Aktiv am Markt hat vor allem der Energiesektor teilgenommen, weil hier eine Unterausstattung mit Zertifikaten erwartet wurde (Delarue et al., 2008; Egenhofer, 2007).

Um das erste Berichtsjahr des EU-ETS abzuschließen, wollte die EU-Kommission die verifizierten Emissionen aller Mitgliedsstaaten ursprünglich am 15. Mai 2006 präsentieren. Ein paar Staaten, die einen Überschuss an Zertifikaten hatten, veröffentlichten jedoch ihre Bilanz bereits zuvor, wodurch für die restlichen Marktteilnehmer bereits klar war, dass ein großer Überschuss im Markt vorhanden ist (Convery und Redmond, 2007). Die verifizierten Emissionen dieser Länder¹⁷ waren etwa 50 Millionen Tonnen unter den Erwartungen (Delarue et al., 2008). Der starke Preiseinbruch im April 2006 ist deshalb auf die Veröffentlichung der verifizierten Emissionen der Mitgliedsstaaten des Vorjahres zurückzuführen (Alberola et al., 2008; Delarue et al., 2008) und zeigt, dass nicht viele Marktteilnehmer mit einem Überschuss am Markt gerechnet haben (Convery und Redmond, 2007). Bis zu diesem Zeitpunkt war unklar, wie hoch die aggregierten Emissionen in der gesamten EU sein werden (Ellerman und Buchner, 2008) und so musste sich das Verhalten der Marktteilnehmer laut Alberola et al. (2008) und Egenhofer (2007) eher an Erwartungen und weniger an verlässlichen Informationen orientieren.

Aufgrund des Überschusses wurden die Zertifikate als Inputfaktoren bis zum Ende dieser Handelsperiode folglich als weniger knapp angesehen, weshalb sich die Unternehmen auf ihrer Grenzvermeidungskostenkurve eher zum *BAU*-Emissionsniveau bewegt haben (Rickels et al., 2007), da die überschüssigen Zertifikate auch nicht in die zweite Phase mitgenommen werden konnten und somit quasi wertlos waren. Brennstoffpreise und Wetterdaten hatten somit keinen signifikanten Einfluss mehr auf den Preis. Der Preisverfall im April 2006 zeigt eindeutig, dass wenn die Obergrenze nicht weit genug unter den *BAU*-Emissionen festgelegt wird, ein Emissionshandelssystem nicht notwendigerweise einen ausreichend hohen

¹⁷ Tschechien, Estland, Niederlande, Frankreich, Spanien und Belgien (Wallonien)

Zertifikatspreis garantiert, um dadurch Anreize zu Vermeidungsaktivitäten für Unternehmen zu setzen (Alberola et al., 2008).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die beeinflussenden Faktoren des Zertifikatspreises über die erste Phase stark variierten. In manchen Zeiträumen wurde der Zertifikatspreis eher von unsicheren Erwartungen, Brennstoffpreisen und Wettervariablen beeinflusst und in anderen Zeiträumen waren eher institutionelle Faktoren bestimmende Preistreiber. Das entscheidende Ereignis in der ersten Phase war jedoch die Veröffentlichung der verifizierten Emissionen Mitte 2006. Wie die European Environment Agency (2016) angibt, war dadurch für alle Marktteilnehmer klar, dass die Höhe der Obergrenze zu wenig ambitioniert gesetzt wurde, wodurch ein drastischer Verfall des Zertifikatspreises eingetreten ist. Mit dem dadurch vorhandenen Überschuss hatten die Unternehmen keine Mühe, den Verpflichtungen der restlichen 1,5 Jahre nachzukommen.

Bei all den Problemen und Kritikpunkten der ersten Phase muss jedoch in Erinnerung gerufen werden, dass die erste Phase zum Zwecke der Erfahrungssammlung gedacht war und dadurch Aufschlüsse für die zukünftige Nutzung des Systems gewonnen werden sollten. Die Schaffung eines Probezeitraumes ist somit dennoch als positiv zu betrachten, da die überschüssigen Zertifikate nicht in die zweite Phase mitgenommen werden konnten und somit kein "Schaden" entstanden ist. Zudem muss erwähnt werden, dass der Zeitraum von drei Jahren zu gering ist, um Unternehmen wirklich dazu zu bringen, in großem Ausmaß Investitionen in Vermeidungsaktivitäten zu tätigen.

4.3 Phase 2 – 2008 - 2012

4.3.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die zweite Phase begann im Jahr 2008 und dauerte fünf Jahre. Diese Zeitspanne entspricht der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls, zu dessen Zielerreichung das EU-ETS beitragen sollte. Die *RL/2003/87/EG* sieht im Vergleich zur ersten Phase ein paar Änderungen vor. Die kostenlose Verteilung wird auf 90% der Zertifikate gesenkt. Zudem steigt das Strafmaß von 40€ auf 100€ je Tonne CO₂, die nicht mit Zertifikaten abgedeckt werden kann und die Anzahl der teilnehmenden Länder steigt mit dem Eintritt von Island, Liechtenstein und Norwegen von 27 auf 30 (EU-Kommission, 2020h). Ungefähr 11.500 Anlagen waren in dieser Phase in das EU-ETS eingebunden und diese emittierten jedes Jahr durchschnittlich 1,9 Milliarden Tonnen CO_{2eq} (European Environment Agency, 2013).

Neben CO₂-Emissionen gab es in dieser Phase erstmals auch die Möglichkeit, N₂O-Emissionen aus der Herstellung von Salpetersäure ins System miteinzubeziehen, was jedoch nur von wenigen Ländern genutzt wurde. Andere Sektoren (z.B. Landwirtschaft, Verkehr oder Abfall) und auch andere Treibhausgase waren auch in dieser Phase weiterhin nicht in den Emissionshandel miteingebunden (European Environment Agency, 2011). Eine weitere

Neuerung ist hingegen die Einbeziehung des Flugverkehrs¹⁸ von Flügen mit Start- und Landung innerhalb teilnehmender Länder ab 2012 (EU-Kommission, 2020h).

In der zweiten Phase war die Zuteilungsmethode und die Menge der Zertifikate erneut über NAPs geregelt. Die Ambitionen der Mitgliedsstaaten waren ähnlich wie in der ersten Phase. Mit der Ausnahme von Slowenien, Dänemark, Frankreich und dem Vereinigten Königreich mussten alle anderen NAPs um durchschnittlich 9,5% gekürzt werden. Polens NAP wurde sogar um 27% reduziert (Skjærseth und Wettestad, 2008). Das EU-weite *Cap* war schlussendlich um ungefähr 6,5% geringer als im Jahr 2005 (EU-Kommission, 2020h) und wurde mit durchschnittlich ca. 2.045 Millionen Tonnen CO_{2eq} pro Jahr angesetzt (European Environment Agency, 2011).

Eine entscheidende Neuerung, die in der zweiten Handelsperiode in großem Ausmaß genutzt wurde, war die Möglichkeit für Unternehmen internationale Gutschriften (Kyoto-Zertifikate) im Rahmen des *Clean-Development Mechanismus (CDM)* oder *Joint-Implementation (JI)* in das EU-ETS zu übertragen¹⁹ (EU-Kommission, 2020h). Dabei gab es jedoch quantitative und qualitative Beschränkungen, sodass nicht unendlich viele Kyoto-Zertifikate in das EU-ETS fließen und so die Funktionsweise des Handelssystems zu stark beeinflusst wird.

4.3.2 Balance zwischen ausgegebenen Zertifikaten und verifizierten Emissionen

Die Emissionen der Anlagen im EU-ETS sind zwischen 2008 und 2012 um mehr als 10% zurückgegangen. Der CO₂-Preis hat zur Emissionsreduktion beigetragen, jedoch wird der Hauptgrund des Emissionsrückgangs in der Wirtschaftskrise und dem damit verbundenen Rückgang wirtschaftlicher Aktivitäten gesehen (EU-Kommission, 2012).

Wie in Abbildung 13 zu sehen ist, war die Menge ausgegebener Zertifikate im Jahr 2008 nicht hoch genug, um die verifizierten Emissionen damit abzudecken. Viele Unternehmen haben deshalb Kyoto-Zertifikate (grüne Balken) und zu einem gewissen Teil auch Zertifikate aus dem Jahr 2009 für die Abdeckung verwendet. Ab 2009 bis zum Ende dieser Handelsperiode hat die Anzahl der ausgegebenen Zertifikate jene der verifizierten Emissionen in jedem Jahr meist deutlich überstiegen. Diese starke Differenz führte dazu, dass sich über die Jahre ein Überschuss (gelbe Fläche) an Zertifikaten angesammelt hat (European Environment Agency, 2013). Zum Ende dieser Handelsperiode betrug der Überschuss bereits 1,8 Milliarden Zertifikate.

¹⁸ Der Flugverkehr wird in der Folge nicht näher betrachtet und so beziehen sich alle Abbildungen nur auf die Emissionen stationärer Anlagen.

¹⁹ Die grundsätzliche Verbindung des EU-ETS mit den Mechanismen des Kyoto-Protokolls sind in der *Linking-Directive (RL 2004/101/EG)* festgelegt (EU, 2004). *CDM*-Projekte konnten auch schon in der ersten Phase eingesetzt werden (Convery und Redmond, 2007), jedoch wurde die Möglichkeit erst in der zweiten Phase in großem Umfang genutzt.

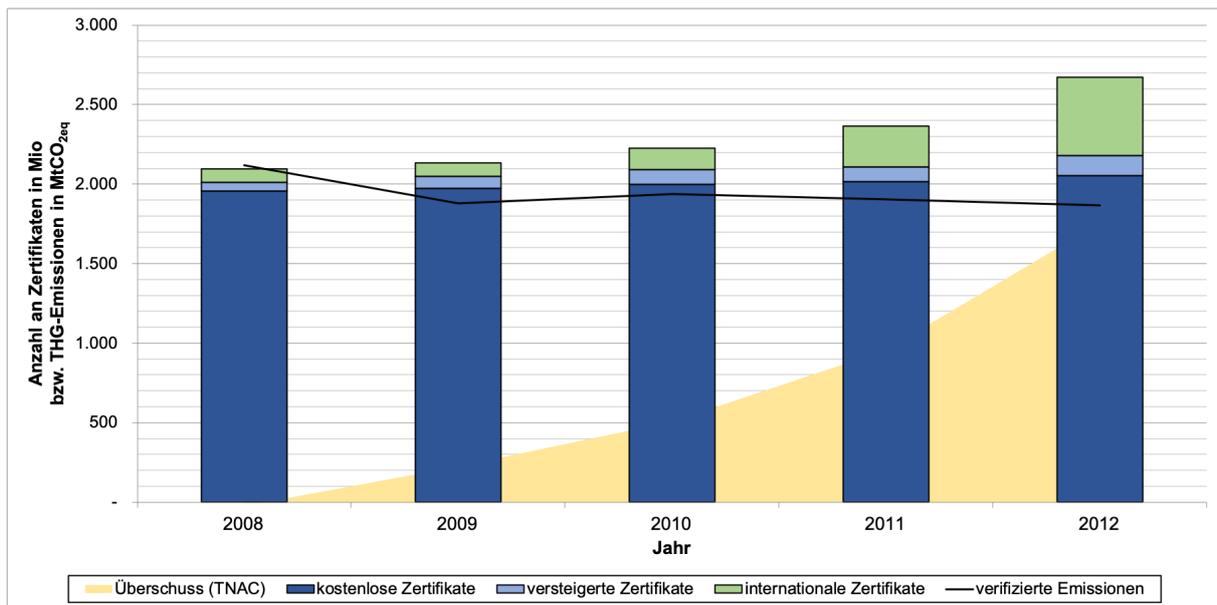


Abbildung 13: Menge der ausgegebenen Zertifikate, der verifizierten Emissionen und des Überschusses der zweiten Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2016)).

Die Gründe für den starken Überschuss bestehen darin, dass das Angebot aufgrund des *Caps* fixiert ist und durch die Nutzung von Kyoto-Zertifikaten noch zusätzlich erhöht werden kann. Die Nachfrage hingegen ist ziemlich flexibel, da diese von Faktoren wie ökonomischen Zyklen, fossilen Brennstoffpreisen, technologischen Entwicklungen und überschneidenden Regulierungen bestimmt ist. In dieser Phase kam es schließlich dazu, dass aufgrund der Nutzung der Kyoto-Zertifikate²⁰ das Angebot sehr hoch war und die Nachfrage wegen des anhaltenden wirtschaftlichen Rückgangs eher niedrig war. Dieser große Überschuss hatte in der Folge auch Auswirkungen auf den Preis, da sich dieser aus dem Zusammenspiel zwischen Angebot und Nachfrage ergibt (EU-Kommission, 2015).

4.3.3 Preisentwicklung

Wie in Abbildung 14 zu sehen ist, weist der Verlauf des CO₂-Zertifikatspreises in der zweiten Phase weniger Preissprünge auf als in der ersten Phase. Dennoch ist ein signifikanter Abwärtstrend gegen Ende der Phase zu erkennen. Der Preis hatte zu Beginn der zweiten Phase ein relativ hohes Niveau und kletterte bis zur Mitte des Jahres 2008 an die 30€-Marke. Im Anschluss daran setzte ein Abwärtstrend ein, der den Preis auf unter 10€ fallen ließ. Darauf folgend balancierte der Preis für etwa zwei Jahre bei 15€, ehe er gegen Ende 2011 unter die 10€-Marke fiel.

Aufgrund der regulatorischen Änderungen in der zweiten Phase ist es wichtig zu untersuchen, welche Faktoren in dieser Phase den Preis beeinflusst haben. So finden Schumacher et al. (2012), dass Studienergebnisse aus der ersten Phase nicht unbedingt auch auf die zweite Phase zutreffen müssen. Mehrere Arbeiten haben sich damit beschäftigt, mögliche Treiber

²⁰ Wie die EU-Kommission (2020i) angibt, wurden in dieser Phase insgesamt 1.058 Millionen Kyoto-Zertifikate verwendet.

des CO₂-Preises für die zweite Phase zu bestimmen. Relevante Studien wurden von Hintermann et al. (2016), Rickels et al. (2015) und Schumacher et al. (2012) veröffentlicht. Es ist ähnlich wie in der ersten Phase ersichtlich, dass die Ergebnisse der betrachteten Studien sehr von den grundlegenden Daten und der Herangehensweise abhängen und deshalb nicht 1:1 miteinander verglichen werden können. Dennoch ist über alle betrachteten Studien hinweg zu erkennen, dass der CO₂-Preis durchaus auf die Entwicklungen in anderen Rohstoffmärkten reagiert und deshalb der Zusammenhang dieser Märkte mit dem EU-ETS nicht von der Hand zu weisen ist.



Abbildung 14: Entwicklung des Zertifikatspreises über die gesamte 2.Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Ember Climate (2020b)).

Neben den Einflüssen von fossilen Brennstoffpreisen haben in der zweiten Phase auch noch andere Faktoren den Preis beeinflusst. In Anlehnung an Hepburn et al. (2016) sind hier vor allem die Wirtschaftskrise, die Nutzung von Kyoto-Zertifikaten und überlappende EU-Regularien zu nennen. Die EU-Kommission (2012) schreibt, dass zwar viele Faktoren auf den Zertifikatspreis einwirken, die Wirtschaftskrise „sich aber mit Sicherheit erheblich auf die Preise niedergeschlagen hat“. Der resultierende Nachfragerückgang aufgrund der Rezession führte dazu, dass der Preis im Jahr 2008 um annähernd 20€ gesunken ist. Der wirtschaftliche Rückgang dauerte noch über die nächsten Jahre an und hatte zur Folge, dass sich, wie schon zuvor angemerkt, ein starker Überschuss an Zertifikaten aufbaute, da jedes Jahr weniger Zertifikate genutzt wurden als ausgegeben wurden. So ist auch der weitere Preiseinbruch im Jahr 2011 mit dem hohen Überschuss und der Nutzung von Kyoto-Zertifikaten in Verbindung zu bringen. In Abbildung 13 ist deutlich zu erkennen, dass zu diesem Zeitpunkt der Überschuss bereits ein sehr hohes Niveau erreicht hatte.

Trotz des großen Überschusses zum Ende der zweiten Phase ist der Preis in dieser Zeit, anders als in der ersten Phase, nie auf 0€ gefallen. Das zeigt, dass die Unternehmen in der Zukunft ein beschränkendes Cap erwarteten (Ellerman et al., 2014; Hintermann et al., 2016). Der Unterschied zur ersten Phase war hier, dass nicht verwendete Zertifikate in die dritte Phase

mitgenommen werden konnten (Ellerman et al., 2014). Ein niedriger Zertifikatspreis über längere Zeit ist aus der Sicht der EU jedoch nicht ideal, da dadurch die Anreize zur Emissionsvermeidung und für längerfristige Investitionen in kohlenstoffarme Technologien gesenkt werden (Convery und Redmond, 2013). Das veranlasste die EU-Kommission zur Veröffentlichung eines Berichts über *die Lage des CO₂-Marktes in der EU im Jahr 2012* (EU-Kommission, 2012). Darin zieht die Kommission Bilanz über das Funktionieren des EU-ETS in der Vergangenheit und präsentiert mögliche Reformvorhaben, um den Überschuss abzubauen und den Preis zu stärken. Mit den angekündigten Reformvorhaben wollte die EU-Kommission auch verhindern, dass die Mitgliedsstaaten zu viele nationale Alleingänge und Maßnahmen umsetzen, die in der Folge die Effizienz des EU-ETS gefährden könnten, wodurch das gewünschte Ziel nicht mehr zu geringsten Kosten erreicht werden würde.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass das Handelssystem als solches in dieser Phase bereits gut funktioniert hat. Die Berechnung der Obergrenze dieser Phase beinhaltete bereits Überlegungen zukünftiger Emissionsvermeidungen, jedoch konnte die Wirtschaftskrise und die daraus folgende geringere Nachfrage nach Zertifikaten nicht vorhergesagt werden. Dass der Preis bei sehr hohem Angebot und geringer Nachfrage zurückgeht, zeigt, dass das System funktioniert und ist laut Pepermans et al. (2019) eine ganz normale Reaktion eines Mengeninstruments. Für die Zielerreichung, dass Investitionen in kohlenstoffarme Technologien ausgelöst werden, ist dieser niedrige Preis allerdings nicht hilfreich. Die EU-Kommission hat jedoch das Problem erkannt und erste Versuche unternommen, um den starken Überschuss abzubauen und das unflexible Design des Handelssystems zu überarbeiten.

4.4 Phase 3 – 2013 - 2020

4.4.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die dritte Phase des EU-ETS ist durch *RL 2009/29/EG* rechtlich verankert und dauert von 1. Jänner 2013 bis einschließlich 31. Dezember 2020 (EU, 2009). Sie ist damit die bislang längste Phase und hat entscheidende Reformen mit sich gebracht, um zur Erreichung der *20-20-20-Ziele*²¹ der EU beizutragen (De Clara und Mayr, 2018). Seit dieser Phase nimmt auch Kroatien am EU-ETS teil, wodurch die Zahl der teilnehmenden Länder auf 31 gestiegen ist.

Mit dem Start der dritten Phase hat sich das EU-ETS mehr und mehr von seiner dezentralen Struktur verabschiedet. Zu sehen ist das vor allem in der Abkehr von den NAPs hin zu einer EU-weiten Obergrenze und der Schaffung eines Unionsregisters. Die Obergrenze für stationäre Anlagen wurde von der EU-Kommission für das Jahr 2013 auf 2.084 Millionen Zertifikate festgelegt. Diese Menge wird von nun an jährlich durch einen linearen

²¹ Siehe Kapitel 2.1.2.2.

Reduktionsfaktor (LRF) von 1,74%²² (ca. 38,2 Millionen Zertifikate) reduziert. Mit der Aluminiumindustrie (CO₂ und PFC) und der chemischen Industrie (CO₂ und N₂O) sind zusätzlich neue Anlagen und Treibhausgase in das Handelssystem aufgenommen worden (EU-Kommission, 2015).

Zudem wurde auch die Zuteilung der Zertifikate neu geregelt. Seit 2013 ist die Versteigerung das Standardverfahren für die Ausgabe von Zertifikaten. Vor allem der Stromsektor war von dieser Änderung betroffen, denn Unternehmen in diesem Sektor müssen seither alle ihre Zertifikate ersteigern, wodurch sie keine *windfall-profits* mehr generieren können. Ausnahmen gibt es nur für wenige Länder in Osteuropa, die einen gewissen Teil kostenlos zuteilen dürfen, was jedoch an die Modernisierung des Kraftwerksparks geknüpft ist. Um *Carbon-Leakage* zu verhindern, bekommen Industriesektoren weiterhin einen Teil der Zertifikate kostenlos zugeteilt. Die kostenlose Zuteilung wird ab dieser Phase anhand harmonisierter Regeln und *Performance Benchmarks* durchgeführt (EU-Kommission, 2015).

4.4.2 Strukturelle Reformen

Im Laufe der dritten Phase wurden zusätzlich noch zwei große strukturelle Reformen umgesetzt: das *Backloading* und die Marktstabilitätsreserve. Mit diesen Maßnahmen hat die EU-Kommission auf den Bericht über *die Lage des CO₂-Marktes in der EU im Jahr 2012* reagiert. Die Umsetzung der zwei Maßnahmen war demnach notwendig, um den starken Überschuss an Zertifikaten zu verringern und bestätigt zudem die Aussage von Hepburn et al. (2016), wonach die Reduktion der in Umlauf befindlichen Zertifikate die einfachste Methode ist, um den CO₂-Zertifikatspreis zu erhöhen. Wie im *Beschluss 2015/1814* angemerkt ist, würde eine alleinige Verschärfung des LRF ohne weitere strukturelle Maßnahmen dazu führen, dass der Markt noch mindestens ein ganzes Jahrzehnt mit einem Überschuss von etwa 2 Milliarden Zertifikaten fungieren müsste, was Investitionen in kosteneffiziente Reduktionsmaßnahmen und Innovationen zurückhalten würde (EU, 2015).

4.4.2.1 Backloading

Der Überschuss an Zertifikaten, der aus der zweiten in die dritte Phase übertragen wurde, betrug insgesamt ca. 1,8 Milliarden und wird wie schon erwähnt mit den Folgen der Wirtschaftskrise und der verstärkten Nutzung von internationalen Gutschriften aus *CDM* und *JI* begründet (European Environment Agency, 2013). Zu Beginn der dritten Handelsperiode waren deshalb Maßnahmen notwendig, da der starke Überschuss ein ordnungsgemäßes Funktionieren des Marktes zu untergraben drohte. Als kurzfristige Maßnahme hat die Kommission deswegen das *Backloading*, welches durch die *Verordnung (EU) 176/2014* rechtlich verankert ist, umgesetzt (EU, 2014). Das bedeutet, dass die Versteigerung von 900

²² Die 1,74% beziehen sich auf die jährliche Durchschnittszahl der ausgegebenen Zertifikatsmenge zwischen 2008 und 2012.

Millionen Zertifikaten in den Jahren 2014 (400 Millionen), 2015 (300 Millionen) und 2016 (200 Millionen) nicht in den jeweiligen Jahren stattfindet, sondern die gesamte Menge erst zu einem späteren Zeitpunkt der dritten Phase (2019-2020) versteigert wird. Damit sollten Angebot und Nachfrage wieder mehr ins Gleichgewicht gebracht werden. Bereits im Jahr 2015 wurde jedoch durch den *Beschluss 2015/1814* festgelegt, dass die 900 Millionen Zertifikate nicht wie vorgesehen in späteren Jahren versteigert werden, sondern mit dem Start der Marktstabilitätsreserve in diese überführt werden.

4.4.2.2 Marktstabilitätsreserve

Als langfristige Maßnahme hat die EU-Kommission mit dem *Beschluss 2015/1814* die Marktstabilitätsreserve (MSR) geschaffen (EU, 2015). Die grundlegende Ausgestaltung wurde wenige Jahre später durch die *Richtlinie 2018/410* im Hinblick auf die Erreichung der Klimaziele für 2030 noch einmal nachgeschärft. Die MSR ist seit 2019 in Kraft und soll laut EU-Kommission (2015) zwei Ziele verfolgen: Erstens soll das bestehende Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage von Zertifikaten behoben werden und zweitens soll das Emissionshandelssystem zukünftig widerstandsfähiger gegenüber Angebots- und Nachfrageschocks gemacht werden. Der Gedanke dahinter ist, dass wenn die Menge des Überschusses eine gewisse Grenze erreicht, ein Teil der Auktionsmenge des Folgejahres nicht mehr versteigert, sondern in die MSR überstellt wird, wodurch sich das Angebot kurzfristig verringert (Rosendahl, 2019). Um die Funktionsweise der MSR zu beschreiben ist der Begriff der *Total Number of Allowances in Circulation (TNAC)* wichtig. Dieser Begriff beschreibt grundsätzlich den Überschuss und bezeichnet jene Zertifikate, die seit 2008 ausgegeben wurden und weder verwendet noch bereits in die MSR überführt worden sind (EU-Kommission, 2020j). Die *TNAC*, die für die Bestimmung der Überführungsrate in die MSR von Bedeutung sind, wird mit Formel 2²³ bestimmt:

$$TNAC = \text{Angebot} - (\text{Nachfrage} + \text{Zertifikate in der MSR}) \quad (2)$$

Die Funktionsweise der MSR ist in Abbildung 15 schematisch dargestellt und ist anhand von folgenden Grenzwerten definierten (EU-Kommission, 2020j):

- **TNAC > 833 Mio. Zertifikate:** Ein bestimmter Prozentsatz (24% bis 2023; danach 12%) der TNAC werden von den zu versteigernden Zertifikaten des Folgejahres abgezogen und direkt in die MSR überstellt.
- **TNAC < 833 Mio. und > 400 Mio. Zertifikate:** Keine Zertifikate werden in die MSR überstellt oder von dort freigegeben.
- **TNAC < 400 Mio. Zertifikate:** 100 Mio. Zertifikate werden von der MSR freigegeben und im Folgejahr der Versteigerungsmenge zugeführt.

²³ Welche Komponenten in Angebot und Nachfrage einbezogen werden und wie hoch die dazugehörigen Zahlenwerte sind, wurde von EU-Kommission (2019b) genau aufgeschlüsselt.

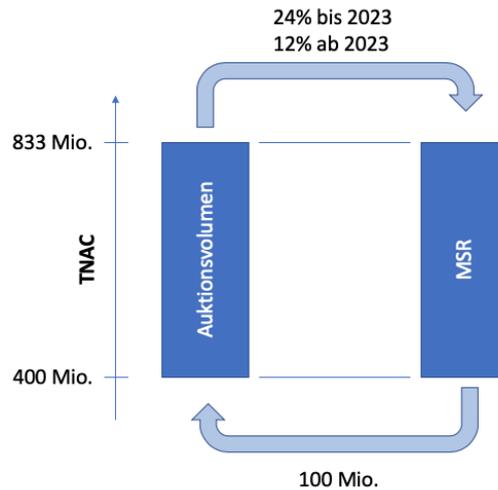


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Funktionsweise der MSR. (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Deutsche Emissionshandelsstelle (2014)).

Im Mai 2020 hat die EU-Kommission angegeben, dass sich zu diesem Zeitpunkt 1.297 Mio. Zertifikate in der MSR befinden und die Höhe der *TNAC* ungefähr 1.385 Millionen Zertifikate beträgt. Deshalb werden über den 12-monatigen Zeitraum von September 2020 bis August 2021 insgesamt weitere 332 Millionen Zertifikate in die MSR überstellt und stehen somit dem Markt nicht zur Verfügung, was das Angebot über mehrere Jahre hinweg reduzieren wird (EU-Kommission, 2020j). Zusätzlich zu den jährlichen Zuführungsmengen wurden der MSR die 900 Millionen Zertifikate aus dem *Backloading* und weitere nicht zugeteilte Zertifikate aus früheren Jahren zugeführt (EU-Kommission, 2020k).

Eine weitere grundlegende Reform im Zuge der *RL 2018/410* führt dazu, dass ab 2023 die Anzahl an Zertifikaten in der MSR auf das Versteigerungsvolumen des Vorjahres (ca. 57% der jährlichen Obergrenze) beschränkt wird. Alle Zertifikate, die zu diesem Zeitpunkt und in Zukunft diesen Schwellenwert in der MSR übersteigen, werden endgültig gelöscht, wodurch das Angebot langfristig reduziert wird (Rosendahl, 2019). Demnach werden im Jahr 2023 Zertifikate in hohem Ausmaß unwiderruflich gelöscht. So schätzen Agora Energiewende und Öko-Institut (2018) die zu löschende Zertifikatsmenge auf etwa 2 Milliarden und Perino und Willner (2017) auf etwa 1,7 Milliarden.

Die Löschung von Zertifikaten aus der MSR wird als erste Maßnahme gesehen, um dem Wasserbetteffekt entgegenzutreten. Der Wasserbetteffekt beschreibt jenes Phänomen, dass nationale Klimaschutzmaßnahmen überflüssig sind, da die Menge an Zertifikaten im EU-ETS festgesetzt ist und diese Menge auch genutzt wird. Zusätzliche Maßnahmen würde deshalb nur zu einer Verschiebung (geografisch oder zeitlich) der Emissionen führen (Agora Energiewende und Öko-Institut, 2018). Durch den eingeführten Lösungsmechanismus werden Emissionsreduktionen außerhalb des EU-ETS jedoch zukünftig auch einen Einfluss auf die Zertifikatsmenge im EU-ETS haben.

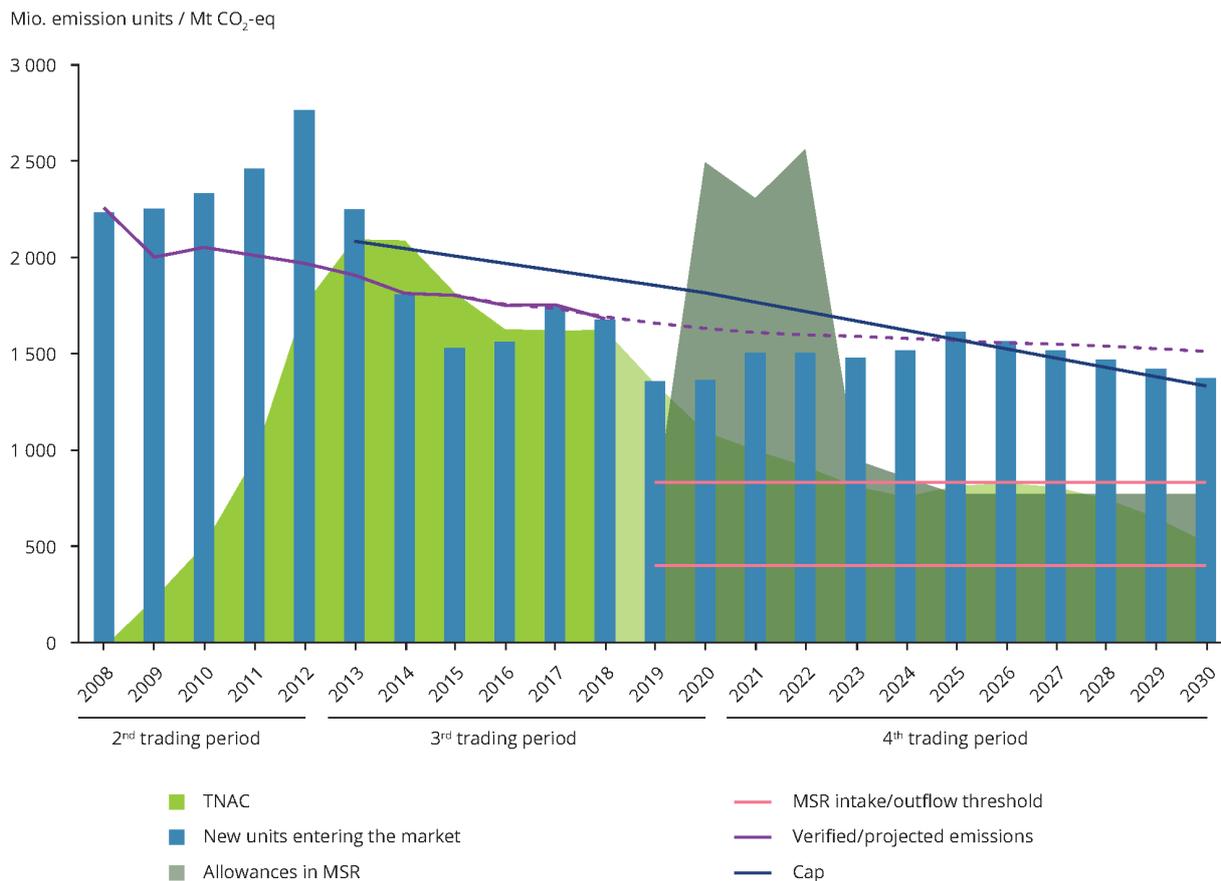


Abbildung 16: Entwicklung des Überschusses (TNAC) und der Menge an Zertifikaten in der MSR bis 2030. (Quelle: European Environment Agency (2019a)).

In Abbildung 16²⁴ ist die Entwicklung der TNAC (hellgrüne Fläche) und die Anzahl der Zertifikate in der MSR (dunkelgrüne Fläche) von 2008 bis 2030 dargestellt. In blauen Balken ist zudem die jährliche Menge an Zertifikaten dargestellt, die dem Markt zugeführt wurde bzw. wird. Die zwei horizontalen Linien in rosa kennzeichnen die Grenzwerte der MSR. Weiters sind auch noch die verifizierten Emissionen (violett) und das Cap (dunkelblau) aufgetragen. In dieser Abbildung ist sehr deutlich zu erkennen, welchen großen Einfluss die MSR wirklich auf das Gleichgewicht im Markt hat. Vor allem in den ersten Jahren nach der Einführung wird die MSR dazu führen, dass die TNAC deutlich zurückgehen. Weiters zeigt die Prognose, dass in späteren Jahren der vierten Phase die TNAC noch weiter zurückgehen werden, da ab diesem Zeitpunkt das Cap beginnend beschränkend zu wirken, wodurch die Unternehmen ihren Überschuss an Zertifikaten abbauen. Ebenso deutlich zu erkennen ist das Ausmaß, in dem Zertifikate 2023 in der MSR endgültig gelöscht werden. Wie die European Environment Agency (2019a) angibt, fällt im Jahr 2024 die TNAC unter die 833 Mio.-Marke und deshalb wird für den weiteren Verlauf bis 2030 keine Änderung in der MSR mehr prophezeit. Die TNAC wird laut Prognose vor 2030 nicht unter die 400 Mio.-Marke fallen.

²⁴ Alle Datenwerte in dieser Abbildung ab dem Jahr 2018 basieren auf einer Schätzung der European Environment Agency (2019a) und beinhalten nicht die neusten Reformen für die vierte Phase. Diese Abbildung soll nur zur Erklärung der Funktionsweise der MSR dienen.

Welche Auswirkungen im Zuge der MSR und weiterer Reformen ab 2021 auf den Preis erwartet werden, wird in Kapitel 4.5 betrachtet. Es war jedoch notwendig, die grundlegenden Informationen bezüglich der MSR hier zu platzieren, da die MSR bereits gegen Ende der dritten Phase einen Einfluss auf den Preis ausübte.

4.4.3 Balance zwischen ausgegebenen Zertifikaten und verifizierten Emissionen

Aufgrund des *Caps* ist klar, dass die Emissionen im Jahr 2020 um mindestens 21% geringer sein werden als im Jahr 2005 (EU-Kommission, 2015). Wie in Abbildung 17 zu sehen ist, sind die Emissionen seit Beginn der dritten Phase kontinuierlich zurückgegangen. Die ausgegebenen Zertifikate haben aufgrund der strukturellen Maßnahmen einen abweichenden Verlauf genommen. Sehr deutlich zu sehen ist der Rückgang der ausgegebenen Zertifikate aufgrund des *Backloadings* in den Jahren 2014, 2015 und 2016. Dadurch ist auch zu erkennen, dass der Überschuss (gelbe Fläche) deutlich zurückgegangen ist, nämlich von 2,1 Milliarden im Jahr 2013 auf 1,385 Milliarden Zertifikate im Jahr 2019. Der Einfluss der MSR ist 2019 bereits zu erkennen, denn das Versteigerungsvolumen ist in diesem Jahr deutlich geringer als noch in den Vorjahren.

Beginnend im Jahr 2017 ist ein Abwärtstrend der verifizierten Emissionen zu erkennen. Die Emissionen reduzierten sich 2019 bei stationären Anlagen im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 9,1%. Der größte Anteil an den Emissionseinsparung ist dabei auf den Stromsektor zurückzuführen, da in diesem Jahr die Stromproduktion aus Kohle in großem Umfang durch die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern und Gas ersetzt wurde (EU-Kommission, 2020a). In Deutschland sind die Emissionen der EU-ETS-Anlagen sogar um 14% zurückgegangen, wobei hier ebenso vor allem die Stromerzeugungsanlagen mit einem Emissionsrückgang von 18% einen großen Anteil daran hatten (Deutsche Emissionshandelsstelle, 2020). Wie Marcu et al. (2020) zeigen, kann der Emissionsrückgang im EU-ETS in den letzten beiden Jahren zu einem großen Teil durch *Fuel-Switching* aufgrund des relativ hohen CO₂-Preises und geringer Gaspreise erklärt werden. Eine genauere Darstellung des *Fuel-Switchings* erfolgt im Anschluss an die Betrachtung des bisherigen Preisverlaufs in dieser Phase in Kapitel 4.4.5.

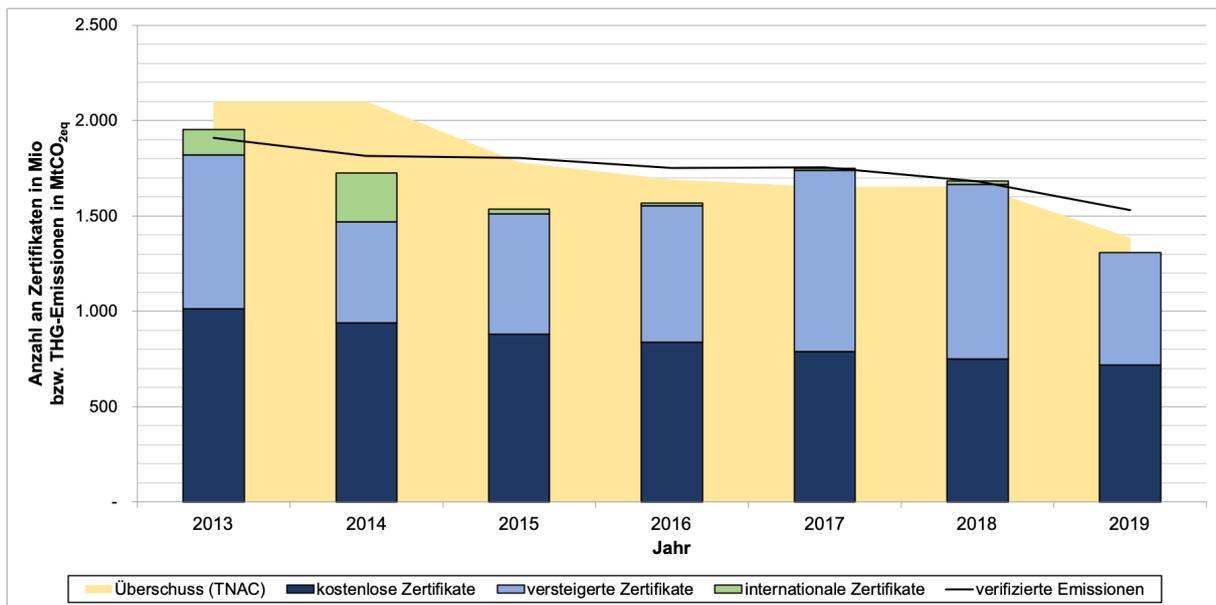


Abbildung 17: Menge der ausgegebenen Zertifikate, der verifizierten Emissionen und des Überschusses der dritten Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus EU-Kommission (2020a, 2020j, 2019c, 2018) und European Environment Agency (2020b, 2019b, 2017, 2016)).

4.4.4 Preisentwicklung

Ab der dritten Phase hat sich der Fokus vieler wissenschaftlicher Arbeiten verändert. Die Anzahl der Studien, die den Einfluss von anderen Brennstoffpreisen und Wetterdaten auf den Zertifikatspreis untersuchen, hat auffallend stark nachgelassen. Viel mehr konzentrierten sich die Arbeiten ab sofort darauf, inwieweit die regulatorischen Änderungen sowie die strukturellen Maßnahmen (*Backloading* und MSR) den Verlauf des CO₂-Zertifikatspreises bestimmt haben und in Zukunft bestimmen werden. Wie in Abbildung 18 erkennbar ist, gab es von Beginn der dritten Phase bis Anfang 2018 keine wirklich auffälligen Preisbewegungen. Der Preis bewegte sich über fünf Jahre hinweg unterhalb der 10€-Marke. Ab Mitte 2018 legte der Zertifikatspreis dann einen deutlichen Anstieg hin, der des Öfteren durch kleinere Einbrüche gekennzeichnet ist. Im März 2020 ist der CO₂-Preis von seinem relativ hohen Niveau auf etwa 15€ gefallen, hat sich jedoch rasch wieder gefangen und bewegt sich seither deutlich über 20€.

Der Zertifikatspreis wurde in den ersten Jahren der dritten Phase hauptsächlich vom großen Überschuss aus der zweiten Phase geprägt und deshalb auf einem sehr niedrigen Niveau gehalten. Während die mengenmäßige Reduktion des *Backloadings* in der Anzahl der ausgegebenen Zertifikate deutlich zu sehen ist, ist der Einfluss auf den Preis nicht so stark erkennbar. Das mag daran liegen, dass der Überschuss in diesem Zeitraum dennoch auf einem sehr hohen Niveau lag. Die Studienergebnisse unterscheiden sich bezüglich der Wirkung des *Backloadings* kaum. Während Hepburn et al. (2016) und Rickels et al. (2019) nur geringe Auswirkungen sehen, führen De Clara und Mayr (2018) den leichten Preisanstieg zwischen 2013 und 2015 darauf zurück.



Abbildung 18: Entwicklung des Zertifikatspreises über die gesamte 3.Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Ember Climate (2020b)).

Der Preisanstieg ab 2018 lässt sich laut Bruninx et al. (2019) und European Environment Agency (2019b) durchaus mit dem Beschluss einer verschärfenden MSR und der Bekanntgabe der Reformen für die vierte Phase beschreiben. Wie die EU-Kommission (2020k) angibt, lässt sich im steigenden Verlauf des Preises ab 2018 ablesen, dass das Vertrauen der Marktteilnehmer aufgrund vollzogener Reformen wieder gestiegen ist. Zusätzlich gibt die European Environment Agency (2018) an, dass im Jahr 2018 die Nachfrage nach Zertifikaten aufgrund des wirtschaftlichen Aufschwungs und extremer Wetterbedingungen in ganz Europa zugenommen hat und diese Faktoren somit auch zum Anstieg des Zertifikatspreises beigetragen haben.

Der Ausbruch des Corona-Virus in Europa hat auch den CO₂-Preis beeinflusst. Wie bereits zuvor angesprochen wurde, ist der Preis im März 2020 eingebrochen und war so tief wie zuletzt im Jahr 2018. Den Grund für den Preisabsturz sieht Erbach (2020) in den erwarteten Rückgängen des Stromverbrauchs und der industriellen Aktivitäten. Anders als in der zweiten Phase des EU-ETS, als der Preis aufgrund der weltweiten Wirtschaftskrise sehr deutlich gefallen ist und sich anschließend auf niedrigem Niveau bewegt hat, ist der Preis in der aktuellen Phase bereits nach wenigen Tagen wieder gestiegen und hat sich auf einem respektablem Niveau gefangen. Erbach (2020) begründet den Wiederanstieg des CO₂-Preises mit Ankündigungen zu wirtschaftlicher Unterstützung und Wiederaufbauprogrammen.

4.4.5 Fuel-Switching in Phase 3

Wie in Kapitel 2.3 gezeigt wurde, hat der CO₂-Preis einen Einfluss auf die Stromerzeugungsanlagen und kann je nach Höhe zu starken Veränderungen führen. In diesem Abschnitt soll nun gezeigt werden, dass es aufgrund des Zertifikatspreises gegen Ende der dritten Phase bereits zu Veränderungen im Stromsektor gekommen ist. Marcu et al. (2020)

haben deshalb für unterschiedliche Effizienzwerte von Kohle- und Gaskraftwerken drei *Switching*-Preise²⁵ erstellt. Dabei untersuchen sie ob bzw. in welchem Zeitraum die ökonomische Bedingung aus Kapitel 2.3 in dieser Phase erfüllt war. Dazu wurden die in Tabelle 2 genannten Effizienzwerte für die Erstellung der *Switching*-Preise verwendet:

Tabelle 2: Effizienzwerte für die Berechnung der drei *Switching*-Preise. (Quelle: Marcu et al. (2020)).

	Effizienz Kohlekraftwerk	Effizienz Gaskraftwerk
niedriger <i>Switching</i> -Preis (gelb)	32%	52%
mittlerer <i>Switching</i> -Preis (grau)	36,3%	49,8%
hoher <i>Switching</i> -Preis (braun)	40,5%	47,5%

Mit diesen Effizienzwerten wurden schließlich unter Einbeziehung der Kohle- und Gaspreise drei *Switching*-Preise für den Zeitraum ab 2014 berechnet. Wie in Abbildung 19 zu erkennen ist, war der Zertifikatspreis (rote Linie) bis 2016 immer unterhalb des niedrigen *Switching*-Preises, wodurch ein Wechsel von Kohle auf Gas mit zusätzlichen Kosten verbunden gewesen wäre. Erst ab 2017 wäre ein Umstieg bei diesen Effizienzwerten wirtschaftlich gewesen. Mit den kontinuierlich hohen Zertifikatspreisen und den zusätzlich gesunkenen Gaspreisen war der Zertifikatspreis das gesamte Jahr 2019 über dem niedrigen bzw. dem mittleren *Switching*-Preis und über einen großen Zeitraum sogar über dem des hohen *Switching*-Preises, weshalb dann bereits in größerem Ausmaß Gas anstatt Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt wurde und somit viele Emissionen eingespart wurden.

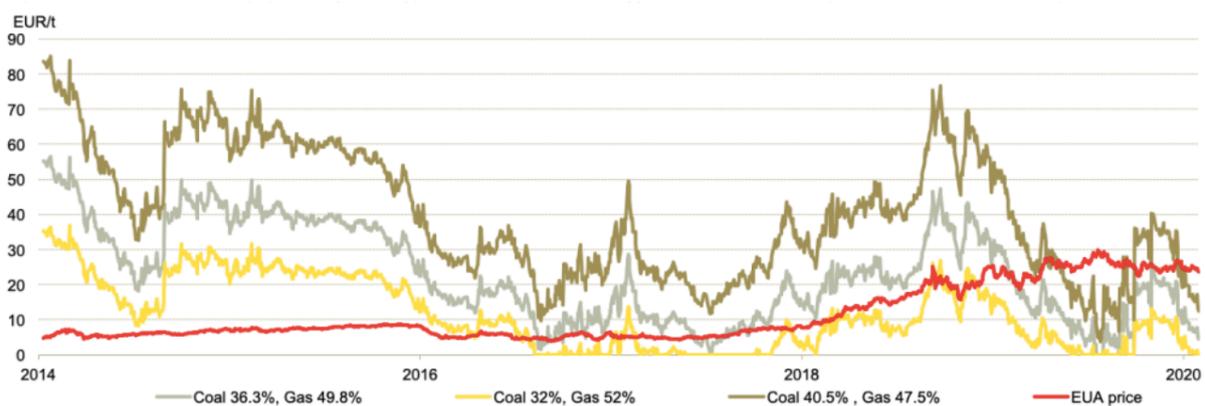


Abbildung 19: Verlauf der drei *Switching*-Preise und des Zertifikatspreises (rot) von 2014 bis Anfang 2020. (Quelle: Marcu et al. (2020)).

Als Beweis für *Fuel-Switching* zeigen Marcu et al. (2020), dass 2019 sowohl in Deutschland als auch in Spanien die Nutzung von Kohle sehr stark zurückgegangen ist und die Nutzung von Gas stark zugenommen hat. Ein weiterer Beweis für *Fuel-Switching* ist auch, dass Deutschland

²⁵ Der *Switching*-Preis ist jener Zertifikatspreis, ab dem die Erzeugung einer MWh Strom aus Gas günstiger ist als aus Kohle. Dieser hängt ab von den relativen Gas- und Kohlepreisen und von der Effizienz der betrachteten Kraftwerke.

aufgrund gesunkener Konkurrenzfähigkeit der Steinkohlekraftwerke weniger exportiert hat (Agora Energiewende und Sandbag, 2020). Zudem merkt die EU-Kommission (2020l) an, dass aufgrund des hohen Zertifikatspreises, der hohen Erzeugung erneuerbarer Energieträger und historisch niedrigen Gaspreisen die Stromerzeugung aus Kohle im Jahr 2019 deutlich zurückgegangen ist und sich so die Emissionen im Vergleich zum Vorjahr reduziert haben. Der Rückgang an Kohle und die zunehmende Nutzung von Gas ist auch in Abbildung 4 in Kapitel 2.3.2 zu erkennen.

4.5 Phase 4 – 2021 - 2030

4.5.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die vierte Phase des EU-ETS beginnt am 1. Jänner 2021 und dauert bis zum 31. Dezember 2030. Sie wird damit die bisher längste aller Phasen sein und ist durch die *RL 2018/410* geregelt (EU, 2018). Die Anzahl der teilnehmenden Länder wird sich durch den Ausstieg des Vereinigten Königreichs²⁶ aus der EU auf 30 reduzieren (EU-Kommission, 2020a). Diese Phase soll dazu beitragen, die Ziele, die sich die EU im *Rahmen der Klima- und Energiepolitik bis 2030* (siehe Kapitel 2.1.2.2) gesetzt hat, zu erreichen. Im Zuge dessen müssen die THG-Emissionen im EU-ETS um mindestens 43% im Vergleich zu 2005 sinken (EU-Kommission, 2020m). Dementsprechend wurden die Regeln für die vierte Phase durch die *RL 2018/410* angepasst, um diese Ziele zu erreichen. Neben der grundlegenden Ausgestaltung der MSR, die bereits zuvor (siehe Kapitel 4.4.2.2) besprochen wurde, sind ab 2021 vor allem folgende beschlossene Neuerungen zu beachten:

- Der LRF wird von 1,74% auf 2,2%²⁷ (entspricht etwa 48 Mio. Zertifikaten pro Jahr) erhöht.
- Die Versteigerung wird weiterhin das Standardverfahren zur Ausgabe der Zertifikate bleiben. Die jährliche Versteigerungsmenge liegt aktuell bei 57% aller ausgegebenen Zertifikate.
- Falls es zu Schließungen von fossilen Stromerzeugungsanlagen kommt, können die Mitgliedsstaaten die dadurch freigewordenen Zertifikate in ihrem Hoheitsgebiet löschen.²⁸

Zu diesen Neuerungen kommt noch hinzu, dass Zertifikate der 4. Phase nicht für Verpflichtungen der 3. Phase vorgezogen werden können. Außerdem wird es in der 4. Phase nicht mehr möglich sein Kyoto-Zertifikate in das EU-ETS zu übertragen (Umweltbundesamt, 2020).

²⁶ Die Stromerzeugungsanlagen in Nordirland werden aufgrund des gemeinsamen Stromsektors mit Irland jedoch weiterhin den Verpflichtungen des EU-ETS nachkommen müssen (EU-Kommission, 2020a).

²⁷ Auch hier beziehen sich die 2,2% auf die jährliche Durchschnittszahl der ausgegebenen Zertifikatsmenge zwischen 2008 und 2012.

²⁸ Agora Energiewende und Öko-Institut (2018) bezeichnen diese Maßnahmen neben der Löschung von Zertifikaten aus der MSR als weiteren wichtigen Punkt, um den Wasserbetteffekt zu reduzieren.

4.5.2 Weitere Reformen während der 4.Phase (*Green Deal* und MSR-Überprüfung)

Neben den bereits beschlossenen Regeln für die vierte Phase im Rahmen der *RL 2018/410* wird es in den nächsten Jahren noch zusätzliche Reformen geben, welche die Rahmenbedingungen des EU-ETS deutlich verändern werden. Dazu gehören die neu angedachten Reformen im Rahmen des *Green Deals* und die Überprüfung der MSR.

Die größte Reform findet in den nächsten Jahren im Zuge des *Green Deals* statt, denn darin hat die EU-Kommission sowohl für 2030 als auch für 2050 (Klimaneutralität) ambitionierte Ziele vorgegeben. Die EU-Kommission plant die Klimaziele für 2030 nachzuschärfen und wollte bis zum Sommer 2020 einen Plan vorlegen, „mit dem die Reduktionsvorgabe der EU für die Treibhausgasemissionen bis 2030 auf verantwortungsvolle Weise auf mindestens 50% und angestrebte 55% gegenüber 1990 angehoben werden soll“ (EU-Kommission, 2019a). Im September 2020 hat die EU-Kommission schließlich ein *Impact-Assessment* vorgelegt, in dem mögliche politische Optionen zur Verschärfung der Reduktionsziele bis 2030 untersucht worden sind, um einen ausgewogenen Weg zur Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 zu finden. Dabei wird eine Reduktion der THG-Emissionen um 55% gegenüber 1990 von Seiten der EU-Kommission angestrebt. Zudem wurde geprüft, mit welchen klima- und energiepolitischen Maßnahmen die verschärften Klimaziele für 2030 erreicht werden können (EU-Kommission, 2020b). Um das ambitioniertere Reduktionsziel zu erreichen, will die EU-Kommission dann im Laufe des nächsten Jahres alle klimapolitischen Instrumente überprüfen und bis Juni 2021 eine Überarbeitung dieser vorschlagen. Als zentrales Klimaschutzinstrument wird deshalb auch das EU-ETS innerhalb der vierten Phase erneut deutlich überarbeitet werden. Derzeit ist eine Senkung der Obergrenze bzw. eine Erhöhung des LRF und eine Ausweitung auf weitere Sektoren angedacht (EU-Kommission, 2019a).

4.5.2.1 Erhöhung der THG-Reduktionsziele

Eine Einigung auf ambitioniertere Treibhausgasreduktionsziele bis 2030²⁹ wäre jedoch nur der erste Schritt. Anschließend daran muss darüber entschieden werden, wie dieses Ziel zwischen dem Emissionshandel und der Lastenteilung (*Effort-Sharing*) aufgeteilt wird. Derzeit ist noch offen, ob die Ziele in beiden Bereichen gleichermaßen angehoben werden oder ob von den Emissionshandelssektoren ein größerer Beitrag verlangt wird. Jedenfalls wird es noch dauern bis die Verhandlungen abgeschlossen und alle neuen Reformen in Gesetzestexte gegossen sind. Deshalb gehen sowohl die EU-Kommission (2020b) als auch Marcu et al. (2020) davon aus, dass ein erhöhter LRF erst ab Mitte der vierten Phase (ab 2026) einsetzen wird. Andere Autoren erwarten einen erhöhten LRF bereits ab 2023 (Osorio et al., 2020) bzw. ab 2021 (Pietzcker et al., 2020; Pyrka et al., 2020).

²⁹ Die verschärften THG-Reduktionsziele im Rahmen des *Green Deals* (-50%/-55% vs. 1990) werden in weiterer Folge in diesem Kapitel zur einfacheren Darstellung als *GreenDeal-50* bzw. *GreenDeal-55*-Zielpfade bezeichnet.

In Tabelle 3 ist zu erkennen, wie sich eine Erhöhung der Treibhausgasreduktionsziele auf die Verpflichtungen der EU-ETS-Sektoren auswirken könnte. Bei einer ähnlich proportionalen Aufteilung zwischen dem EU-ETS und der Lastenteilung wie im ursprünglich angedachten *Rahmen der Klima- und Energiepolitik bis 2030* würde sich in den ETS-Sektoren ein Reduktionsziel von 54% (*GreenDeal-50*) bzw. 58% (*GreenDeal-55*) im Vergleich zu 2005 als Zielsetzung ergeben. Bei der Bestimmung des LRF wurde dabei in Anlehnung an Marcu et al. (2020) angenommen, dass die Erhöhung dessen in Kombination mit weiteren Neuerungen erst Mitte der vierten Phase stattfinden wird. Deshalb wird ab 2026 ein LRF von 4,31% bzw. 5,31% eingesetzt, um die geplanten Reduktionsverpflichtungen zu erreichen.

Tabelle 3: Reduktionsziele und LRF je nach Zielpfad. (Quelle: Eigene Berechnungen und Marcu et al. (2020)).

Zielpfad	Reduktionsziel insgesamt (vs. 1990)	Reduktionsziel EU-ETS (vs. 2005)	LRF
Basis	-40%	-43%	2,2%
<i>GreenDeal-50</i>	-50%	-54%	(ab 2026) 4,31%
<i>GreenDeal-55</i>	-55%	-58%	(ab 2026) 5,31%

Wie Marcu et al. (2020) zeigen, würde ein LRF von 2,2% die Emissionen im EU-ETS bis 2050 nur um 85% im Vergleich zu 2005 reduzieren und die vereinbarten Ziele des Übereinkommens von Paris würden dadurch nicht erreicht werden, weshalb die angedachte Verschärfung der EU-Kommission eindeutig gerechtfertigt ist. Dabei muss jedoch erwähnt werden, dass die derzeit ausverhandelten Regeln und Überlegungen nur bis 2030 gültig sein werden und es noch keine Informationen darüber gibt, wie das EU-ETS nach 2030 gestaltet sein wird.

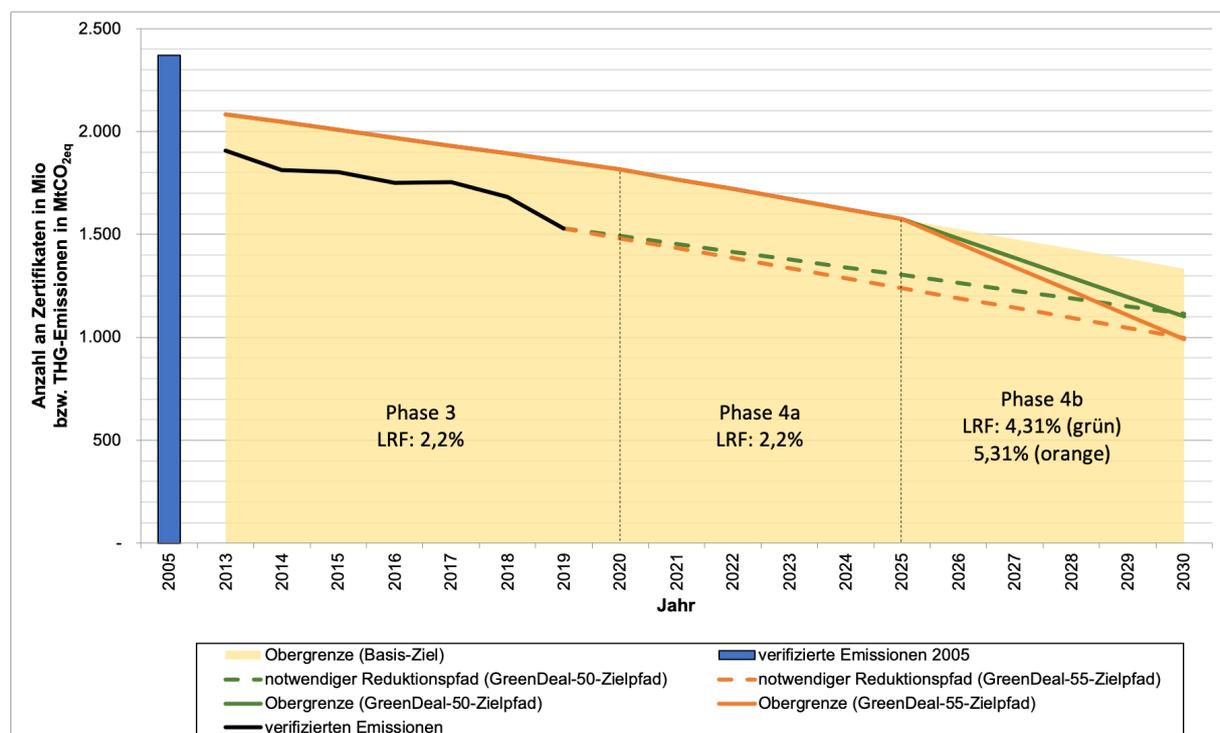


Abbildung 20: Verlauf der Obergrenze bei unterschiedlichen Treibhausgasreduktionszielen. (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Marcu et al. (2020)).

In Abbildung 20 wird gezeigt, wie sich aufgrund der Erhöhung der Treibhausgasreduktionsziele die Obergrenze an auszugebenden Zertifikaten verändern könnte und wie sich dadurch die Emissionen mindestens reduzieren müssten. In Form eines blauen Balkens ist auf der linken Seite die EU-ETS-Emissionsmenge aus dem Jahr 2005 als Referenzwert aufgetragen. Neben der Entwicklung der Obergrenze seit dem Jahr 2013 ist in dieser Abbildung auch erkennbar, wie die Obergrenze je nach Reduktionsziel verlaufen würde. Die bereits beschlossene Obergrenze mit einem LRF von 2,2% ist als gelbe Fläche aufgetragen. Die jährliche Obergrenze nimmt beim *GreenDeal-50*- (grüne Linie) bzw. *GreenDeal-55*-Zielpfad (orange Linie) ab Mitte der vierten Phase einen deutlich steileren Verlauf. Zu erkennen ist zudem, dass die verifizierten Emissionen (schwarze Linie) seit 2013 deutlich unter der Obergrenze liegen und diese in den Jahren 2018 und 2019 noch einmal zurückgegangen sind und auch im Jahr 2020 noch einmal deutlich absinken werden. Anhand der strichlierten Linien ist ausgehend vom Emissionsniveau im Jahr 2019 dargestellt, welche jährliche Emissionsreduktion notwendig wäre, um die verschärften Ziele des *Green Deals* bis 2030 zu erreichen. Bei einer Umsetzung des *GreenDeal-50*-Zielpfades wäre lediglich eine jährliche Emissionsreduktion von 1,72% und beim *GreenDeal-55*-Zielpfades von 2,22% notwendig. Sollten die oben genannten LRF über das Jahr 2030 hinaus beibehalten werden, würden bereits ab 2042 (*GreenDeal-50*) bzw. ab 2039 (*GreenDeal-55*) keine Zertifikate mehr ausgegeben werden.

Abbildung 20 zeigt grundsätzlich, dass die Emissionsreduktion mit einem erhöhten LRF relativ schnell funktionieren kann. Jedoch überlegt die EU-Kommission weitere Sektoren in das EU-ETS zu integrieren (siehe Kapitel 4.5.2.2), was den Rahmen natürlich um einiges vergrößern würde und die obige Darstellung nicht mehr gültig wäre. Die dargestellte Entwicklung der Obergrenze basiert zudem auf weiteren Annahmen, weshalb unterschiedliche Autoren zu abweichenden Ergebnissen kommen. Wie in Kapitel 4.5 bereits angemerkt wurde, wird das Vereinigte Königreich ab 2021 nicht mehr am EU-ETS teilnehmen und zudem ist noch ungewiss ab wann ein erhöhter LRF einsetzen wird. Andere Annahmen würden deshalb den Verlauf der Obergrenze deutlich vom gezeigten Verlauf abweichen lassen. Wie die EU-Kommission (2020b) angibt, wird sogar ein *Rebasement* der Obergrenze geprüft. Das würde bedeuten, dass die Obergrenze ab dem Jahr 2026 auf ein deutlich niedrigeres Niveau gesenkt wird.

Anzumerken hierbei ist außerdem, dass die dargestellte Entwicklung der Obergrenze eine Interaktion mit der MSR nicht berücksichtigt. Die MSR wird jedoch in der nächsten Phase eine sehr wichtige Rolle einnehmen, da sie in Abhängigkeit der *TNAC* schlussendlich dafür verantwortlich sein wird, wie viele Zertifikate ausgegeben bzw. versteigert und in weiterer Folge gelöscht werden.

4.5.2.2 Erweiterung des EU-ETS um zusätzliche Sektoren

Die EU-Kommission (2019a) lässt im ersten Kommunikationsdokument zum *Green Deal* anklingen, dass eine Erweiterung des EU-ETS um zusätzliche Sektoren durchaus möglich wäre.

Im *Impact-Assessment* wurde deswegen geprüft, ob eine Integration des Gebäudesektors, des Straßenverkehrs und eventuell auch der internationalen Schifffahrt in das EU-ETS möglich wäre. Zudem wurde auch angemerkt, das Konzept des *Carbon-Pricing* über andere Methoden auf weitere Sektoren auszuweiten (EU-Kommission, 2020b).

4.5.2.3 Überprüfung der Marktstabilitätsreserve

Laut *Beschluss 2015/410* ist angedacht, die Funktionsweise der MSR in ihrer derzeitigen Ausgestaltung (siehe Kapitel 4.4.2.2) im Jahr 2021 zum ersten Mal zu überprüfen und gegebenenfalls zu überarbeiten. Osorio et al. (2020) untersuchen deshalb, welchen Einfluss die MSR-Parameter (Grenzwerte, Überführungsrate, Entnahmemenge, Auktionsmenge) auf die Menge der auszugebenden Zertifikate bzw. der zu löschenden Zertifikate in den nächsten Jahren haben kann. Dabei zeigen sie, dass vor allem eine Senkung des oberen Grenzwertes (aktuell 833 Mio.) eine deutlich größere Anzahl an Zertifikaten in die MSR überstellt und folglich auch mehr Zertifikate gelöscht werden.

Im Zuge der Änderungen des EU-ETS aufgrund des *Green Deals* stellt sich jedoch die Frage, welche Rolle die MSR in Zukunft spielen wird, da mit der Erhöhung des LRF die Gefahr des Überangebots generell reduziert wird. Es ist deshalb schwierig, eine Reform der MSR durchzuführen, wenn zum selben Zeitpunkt wegen des *Green Deals* andere Bereiche des EU-ETS (bzw. das ganze Handelssystem) reformiert werden und diese sehr wahrscheinlich einen deutlichen Einfluss auf Angebot und Nachfrage in Zukunft haben werden. Die Überprüfung der MSR 2021 und eventuelle Anpassungen der MSR-Parameter werden im Zuge der Umsetzung des *Green Deals* in ein größeres Paket für das gesamte EU-ETS verpackt werden (Marcu et al., 2020).

Bei der Erhöhung des LRF im Zuge des *Green Deals* muss bedacht werden, dass es aufgrund der Interaktion mit der MSR zu starken Auswirkungen kommen kann. So hängt die effektive Obergrenze schlussendlich nicht nur vom LRF ab, sondern auch von der MSR. Osorio et al. (2020) und Quemin (2020) beschreiben hierbei, dass es durch die Erhöhung des LRF zu einem direkten und einem indirekten Effekt kommt. Der direkte Effekt beschreibt, dass durch den erhöhten LRF das kumulative Angebot und somit die Emissionen zurückgehen. Der indirekte Effekt beschreibt hingegen, dass aufgrund des erhöhten LRF sich die *Banking-Strategien*³⁰ der Unternehmen verändern und somit die MSR-Überführungen und Zertifikatslösungen beeinflusst werden.

Die tatsächliche Menge an zu löschenden Zertifikaten wird in den nächsten Jahren sehr davon abhängen, wie die Parameter der MSR von den politischen Entscheidungsträgern eingestellt

³⁰ Diese hängen natürlich sehr stark von den individuellen Diskontraten der Unternehmen ab. Mit steigender Diskontrate nimmt das Banking ab. Weniger Banking bedeutet auch, dass weniger Zertifikate in die MSR überstellt werden und folglich weniger Zertifikate gelöscht werden (Osorio et al., 2020).

werden. Außerdem werden auch die Einschätzungen der Marktakteure über Diskontraten³¹ und über zukünftige Vermeidungskosten einen Einfluss darauf haben, wie viele Zertifikate schlussendlich gelöscht werden (Osorio et al., 2020). Zum aktuellen Zeitpunkt kann nicht genau gesagt werden, wie viele Zertifikate in den nächsten Jahren tatsächlich gelöscht werden. Es ist jedoch zu erwarten, dass mit einer steigenden Menge an gelöschten Zertifikaten auch der Zertifikatspreis steigen wird.

4.5.3 Preisentwicklung in Phase 4

Neben der Entwicklung der Obergrenze ist vor allem eine mögliche Entwicklung des Zertifikatspreises in der vierten Phase von größtem Interesse. Während der Verlauf der Obergrenze ungefähr abgeschätzt werden kann, ist die mittel- und langfristige Entwicklung des Zertifikatspreises kaum zu bestimmen, da diese von einer Vielzahl von Faktoren abhängt. Neben den ursprünglichen Preisfaktoren wird sich zeigen, inwieweit die MSR den Überschuss reduziert und die Obergrenze in Zukunft wirklich begrenzend wirkt, sodass sich der Zertifikatspreis tatsächlich an den Grenzvermeidungskosten der Unternehmen orientiert. Agora Energiewende und Öko-Institut (2018) machen die Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises vor allem von folgenden drei Faktoren abhängig: *Business-as-usual*-Vermeidungen, Kohle- und Gaspreise und der kurzfristigen Marktliquidität. Zudem wird die Entwicklung des CO₂-Preises vor allem auch davon abhängen, wie stark die wirtschaftliche Entwicklung aufgrund der Corona-Krise in den nächsten Jahren gebremst sein wird und wie mutig die EU in der Umsetzung der geplanten Reformen voranschreitet.

4.5.3.1 Auswirkungen erhöhter THG-Reduktionsziele

Da über die zuvor genannten Vorhaben im Rahmen des *Green Deals* (siehe Kapitel 4.5.2) hinaus nur wenige Details bekannt sind und es generell ein sehr aktuelles Thema ist, mangelt es an wissenschaftlicher Hintergrundliteratur, die dieses Thema genauer betrachtet. Derzeit liegen nur wenige Studien vor, welche die Auswirkungen der verschärften Treibhausgasreduktionsziele des *Green Deals* auf die Entwicklung des Zertifikatspreises betrachten. Dazu zählen die Arbeiten von Osorio et al. (2020), Pietzcker et al. (2020), Pyrka et al. (2020) und das kürzlich erschienene *Impact-Assessment* der EU-Kommission (2020b).

In den meisten Arbeiten wird das derzeit beschlossene Reduktionsziel im *Rahmen der Klima- und Energiepolitik bis 2030* als Basisziel angenommen. In Tabelle 4 ist zu erkennen, wie sich der Zertifikatspreis beim derzeitig beschlossenen Reduktionsziel bis 2030 und dem dazugehörigen LRF entwickeln würde. Es ist dabei sehr gut zu erkennen, dass alle betrachteten Studien zu ähnlichen Ergebnissen kommen und sich bei diesem Reduktionsziel das Preisniveau im Jahr 2030 kaum vom derzeitigen Preisniveau unterscheidet.

³¹ Osorio et al. (2020) zeigen, dass vor allem die Wahl der Diskontrate einen entscheidenden Einfluss auf die Menge der gelöschten Zertifikate hat.

Tabelle 4: Entwicklung des Zertifikatspreises bei der Umsetzung des Basis-Reduktionsziels.

Studie	EU-ETS- Reduktionsziel bis 2030 vs. 2005	LRF	Startjahr LRF	Zertifikatspreis 2030 [€/tCO ₂]
Osorio et al. (2020)	-43%	2,2%	2021	27€
Pyrka et al. (2020)	-43%	2,2%	2021	25€
Pietzcker et al. (2020)	-43%	2,2%	2021	28€
EU-Kommission (2020b) Szenario: BSL	-43%	2,2%	2021	32€

Ausgehend vom Basisziel wird in den betrachteten Studien untersucht, wie sich der Zertifikatspreis aufgrund bevorstehender Reformen bis 2030 entwickeln wird. Bei der Betrachtung einer möglichen Zertifikatspreisentwicklung wurden je Studie unterschiedliche Annahmen getroffen, die in Tabelle 5 (*GreenDeal-50*) und Tabelle 6 (*GreenDeal-55*) angeführt sind. Während alle Studien (mit Ausnahme des *Impact-Assessments*) davon ausgehen, dass das Verhältnis zwischen EU-ETS und Lastenteilung auch bei einer Erhöhung der Reduktionsziele konstant bleibt, variieren die Annahmen bezüglich des LRF. In den Arbeiten von Pietzcker et al. (2020) und Pyrka et al. (2020) wird davon ausgegangen, dass ein erhöhter LRF bereits ab 2021 wirkt. Osorio et al. (2020) hingegen sehen einen erhöhten LRF erst ab 2023 im Einsatz. Auffallend bei der Betrachtung der Werte für den EU-ETS-Reduktionspfad und des LRF ist, dass die Werte in der Studie von Pyrka et al. (2020) deutlich geringer sind als in den beiden anderen Studien. Das liegt daran, dass hier bereits mit einem Austritt des Vereinigten Königreichs aus dem EU-ETS gerechnet wird. Pyrka et al. (2020) treffen die Annahme, dass ein 50%-Reduktionsziel einen LRF von 3,2% und ein 55%-Reduktionsziel einen LRF von 3,7% ab 2021 benötigt. Osorio et al. (2020) verwenden aufgrund des späteren Startjahres des LRF einen vergleichsweise höheren LRF.

Tabelle 5: Entwicklung des Zertifikatspreises bei der Umsetzung des 50%-Reduktionsziels.

Studie	<i>GreenDeal</i> - Reduktionsziel	EU-ETS- Reduktionspfad bis 2030 vs. 2005	LRF	Startjahr des erhöhten LRF	Zertifikatspreis 2030 [€/tCO ₂]
Osorio et al. (2020)	-50%	-56%	4,1%	2023	67€
Pyrka et al. (2020)	-50%	-52%	3,2%	2021	52€
EU-Kommission (2020b) Szenario: MIX-50	-50%	-60%	n.a. ³²	2026	36€

Während die angeführten Preise von Pyrka et al. (2020) und Osorio et al. (2020) in Tabelle 5 schon deutlich von den angeführten Preisen des Basis-Ziels in Tabelle 4 abweichen, bewegt sich der Zertifikatspreis der EU-Kommission eher auf niedrigem Niveau. Das liegt daran, dass die EU-Kommission das 50%-Reduktionsziel im MIX-50-Szenario nicht nur über eine Reform

³² nicht angegeben.

des Emissionshandel erreichen will, sondern auch andere regulatorische Maßnahmen überarbeitet und sich der Preis deshalb auf niedrigerem Niveau bewegt.

Bei der Umsetzung des 55%-Reduktionsziels sind im Vergleich zum Basisziel erneut deutliche Preissteigerungen erkennbar. Während sich die Ergebnisse von Osorio et al. (2020) und Pyrka et al. (2020) gleichen, weicht auch das Preisniveau von Pietzcker et al. (2020) nicht allzu weit davon ab und auch manche der angegebenen Preise der EU-Kommission bewegen sich auf ähnlichem Niveau.

Tabelle 6: Entwicklung des Zertifikatspreises bei der Umsetzung des 55%-Reduktionsziels.

Studie	GreenDeal-Reduktionsziel	EU-ETS-Reduktionspfad bis 2030 vs. 2005	LRF	Startjahr des erhöhten LRF	Zertifikatspreis 2030 [€/tCO ₂]
Pietzcker et al. (2020)	-55%	-63%	4,26%	2021	60€
Osorio et al. (2020)	-55%	-63%	5,2%	2023	76€
Pyrka et al. (2020)	-55%	-57%	3,7%	2021	76€
EU-Kommission (2020b) Szenario: REG	-55%	-65%	n.a.	2026	32€
EU-Kommission (2020b) Szenario: MIX	-55%	-65%	n.a.	2026	44€
EU-Kommission (2020b) Szenario: CPRICE	-55%	-65%	n.a.	2026	60€
EU-Kommission (2020b) Szenario: ALLBNK	-55%	-69%	n.a.	2026	65€

In Tabelle 6 ist zu erkennen, dass sich manche der angegebenen Zertifikatspreise der EU-Kommission teilweise sehr deutlich von den Ergebnissen der anderen Studien unterscheiden. Die sehr unterschiedlichen Preise aus dem *Impact-Assessment* lassen sich dadurch erklären, dass die EU-Kommission darin unterschiedliche Möglichkeiten prüft, um die verschärften Klimaziele zu erreichen. So wird beispielsweise im REG-Szenario das 55%-Reduktionsziel nicht durch eine Reform des EU-ETS erreicht, sondern lediglich durch eine Intensivierung der Richtlinien für Energieeffizienz, Erneuerbare Energien und des Transportsektors. Das CPRICE-Szenario bildet im *Impact-Assessment* der EU-Kommission ein Szenario ab, welches das 55%-Reduktionsziel erreicht, indem die Emissionsreduktion hauptsächlich durch das EU-ETS erreicht wird und in anderen Bereichen bzw. Sektoren kaum regulatorische Änderungen vorgenommen werden. Somit lässt sich der Zertifikatspreis des CPRICE-Szenarios am ehesten mit jenen Preisen der anderen Studien vergleichen, weil dieses von ähnlichen Annahmen und Rahmenbedingungen ausgeht. Das MIX-Szenario kann als eine Mischung zwischen REG- und CPRICE-Szenario verstanden werden. Das ALLBNK-Szenario wiederum wird als ambitioniertere Variante des MIX-Szenarios beschrieben.

Aus den Szenarien der EU-Kommission und den resultierenden Preisen ist sehr gut ersichtlich, wie stark verwoben die regulatorischen Maßnahmen im Klima- und Energiebereich sind und dass die Überarbeitung der einen eine deutliche Auswirkung auf die andere haben kann. Die EU-Kommission (2020b) zeigt damit, dass die verschärften Ziele über viele unterschiedlichen Kombinationen von klima- und energiepolitischen Instrumenten erreicht werden können. Wie genau sich der Preis schlussendlich entwickelt, wird sich zeigen, da im Zuge des *Green Deals* beinahe alle klima- und energiepolitischen Richtlinien im nächsten Jahr überarbeitet werden und diese deutliche Wirkungen aufeinander haben. Deshalb dürfte bei ambitionierten Maßnahmen in anderen Bereichen (z.B. Erneuerbare Energien oder Energieeffizienz) der CO₂-Preis vermutlich etwas geringer ausfallen. Geht man jedoch den Weg, die Klimaziele durch zunehmende CO₂-Bepreisung zu erreichen und werden andere Regularien nicht bzw. kaum verändert, kann durchaus von einer starken Preissteigerung ausgegangen werden.

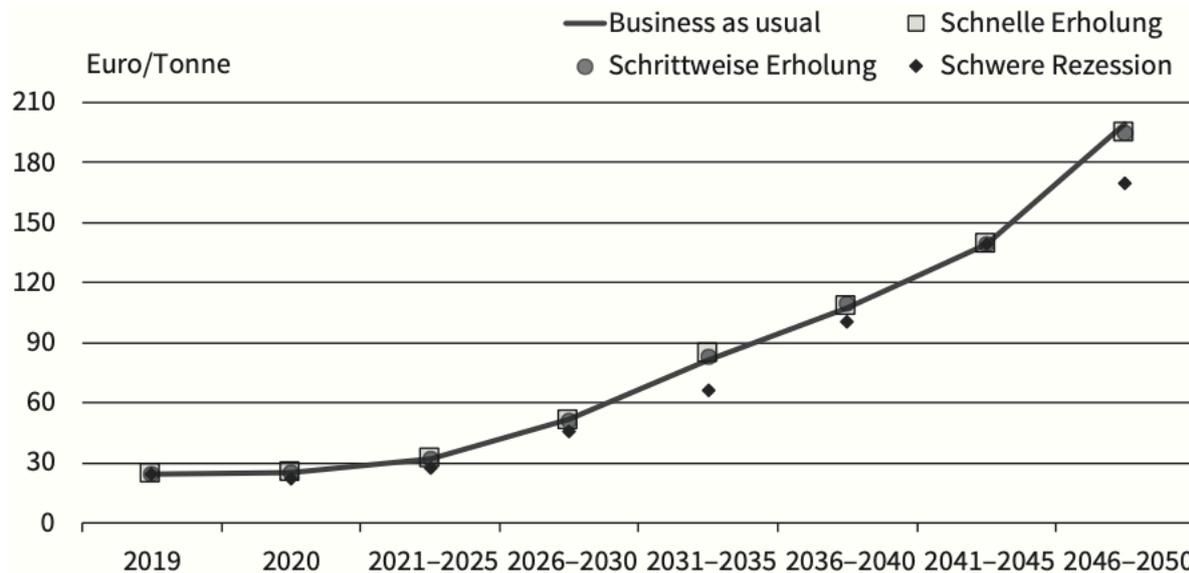
Dass sich die Ergebnisse generell sehen lassen können, zeigt auch ein Blick auf den *TYNDP 2020* von ENSTO-E und ENTSO-G (2020). Dabei wurde mit Verweis auf andere Quellen angemerkt, dass der Zertifikatspreis im Jahr 2030 bei etwa 30€/tCO₂ und bei ambitionierteren Reduktionszielen bei etwa 80€/tCO₂ liegen wird. Zudem wird auch erwähnt, dass die Entwicklung des Zertifikatspreises von vielen Unsicherheiten begleitet wird. Dazu wird unter anderem der Ausstieg des Vereinigten Königreichs aus dem EU-ETS, der Kohleausstieg einzelner Länder und weitere nationale Einzelmaßnahmen (bspw. CO₂-Mindestpreis) verstanden.

4.5.3.2 Auswirkungen der Coronakrise

Die Corona-Krise hat in Europa dazu geführt, dass das Ausmaß industrieller Tätigkeiten, die Menge an Stromerzeugung und auch der Flugverkehr deutlich eingebremst waren und deshalb nur in geringerem Ausmaß produziert wurde. Es wird angenommen, dass die Wirtschaftsleistung in der EU im Vergleich zum Vorjahr um 7,5% zurückgehen wird (EU-Kommission, 2020n). Der wirtschaftliche Rückgang führt somit auch dazu, dass in diesem Jahr deutlich weniger Zertifikate eingesetzt werden und so der Überschuss (*TNAC*) an Zertifikaten in diesem Jahr wieder steigen wird. Trotz des Wirtschaftseinbruchs war das im Verhalten des Zertifikatspreises nur in geringem Ausmaß erkennbar (siehe Kapitel 4.4.4). Offen ist derzeit, ob die MSR diesen Überschuss in den nächsten Jahren abbauen kann und dann in gewissem Ausmaß Knappheit am Markt eintritt, sodass die Grenzvermeidungskosten tatsächlich dem Zertifikatspreis gleichen. Bei der derzeitigen Ausgestaltung der MSR würde es durch den vermehrten Aufbau des Überschusses dazu kommen, dass in den nächsten Jahren noch mehr Zertifikate von der Versteigerungsmenge in die MSR überstellt werden und somit die Anzahl der gelöschten Zertifikate größer sein wird als das in den bisherigen Modellrechnungen angenommen wurde.

Zudem hat das derzeit niedrige Produktionsvolumen einen Einfluss auf die Menge an kostenlos zugeteilten Zertifikaten in der zweiten Hälfte der vierten Phase. Laut derzeitiger

Regelung hängt die Menge an kostenlos zugeteilten Zertifikaten von historischen Produktionsniveaus zwischen 2019 und 2023 ab. Da diese unerwartet niedrig sind, würden dementsprechend weniger Zertifikate ab 2026 kostenlos ausgegeben werden (Erbach, 2020).



Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

© ifo Institut

Abbildung 21: Entwicklung des Zertifikatspreises in Abhängigkeit der wirtschaftlichen Entwicklung aufgrund der Corona-Krise. (Quelle: Pittel et al. (2020)).

Pittel et al. (2020) haben untersucht, welche Auswirkungen die Corona-Krise auf das Emissionshandelssystem haben wird. Dabei werfen sie einen Blick auf die Entwicklung der Emissionen, die Zuführung und Löschung in der MSR und die Entwicklung des Zertifikatspreises. Um die Folgen der Corona-Krise darzustellen, haben sie vier Szenarien entworfen. Diese sollen den wirtschaftlichen Einbruch in unterschiedlichem Ausmaß (*Business as usual (BAU)*; *schnelle Erholung*; *schrittweise Erholung*; *schwere Rezession*) darstellen. Resultierende Preisprognosen sind in Abbildung 21 dargestellt. Zu sehen ist, dass sich der Zertifikatspreis unter der Annahme einer schnellen bzw. einer schrittweisen Erholung kaum vom *BAU*-Preisfad entfernt. Folglich argumentieren sie, dass die Corona-Krise in diesen Szenarien den Zertifikatspreis kaum beeinflusst. Unter der Annahme einer schweren Rezession hingegen ist eine Abweichung des CO₂-Preises von den anderen Preispfaden vor allem zu späteren Zeitpunkten deutlich erkennbar. Laut dargestellter Entwicklung wird sich der CO₂-Zertifikatspreis im Jahr 2030 demnach bei etwa 50 bis 60€/tCO₂ bewegen.

In Anbetracht der aktuellen Situation ist ungewiss, wie sich die Wirtschaft in Zukunft entwickeln wird. Wie bereits in Phase 2 in Folge der Wirtschaftskrise beobachtet wurde, hat die wirtschaftliche Aktivität einen immensen Einfluss auf die verifizierten Emissionen und folglich auf die Entwicklung des Zertifikatspreises. Die Auswirkungen auf den Preis werden im Vergleich zu 2009 aufgrund vollzogener Reformen jedoch nicht in so großem Ausmaß stattfinden.

4.5.3.3 Preisentwicklung in Phase 4 – Fazit

Wie in der Betrachtung der Zertifikatspreisentwicklung der vergangenen Phasen gezeigt wurde, ist der Preis immer wieder von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst worden. Die genaue Entwicklung des Zertifikatspreises in der vierten Phase des EU-ETS zu bestimmen, ist nahezu unmöglich. Derzeit sind zu viele Unsicherheitsfaktoren präsent, um eine annähernd sichere Entwicklung des Preises zu prognostizieren. Zu diesen Unsicherheiten zählen neben dem Brexit auch die Verschärfung der THG-Reduktionsziele im Rahmen des *Green-Deals*. Ambitioniertere Reduktionsziele würden das Angebot an Zertifikaten weiter reduzieren und so vermutlich den Preis steigen lassen. Besondere Aufmerksamkeit wird auch auf die Reform der MSR gelegt. Unabhängig davon, ob diese Reform große Änderungen an der MSR hervorbringt, wird die MSR in der kommenden Phase eine sehr prominente Rolle einnehmen und wird in vielen Jahren dafür verantwortlich sein, dass eine große Menge an Zertifikaten von der Versteigerungsmenge abgezogen wird, was wiederum zu einer Preiserhöhung führen dürfte. Anhand dieser zwei Faktoren (*Green Deal* und MSR) ist jedoch klar, dass die Entwicklung des Zertifikatspreises auch in dieser Phase sehr stark von den politischen Entscheidungen beeinflusst sein wird.

Zusätzlich kommt auch noch die unsichere wirtschaftliche Entwicklung aufgrund der Corona-Krise hinzu. Zum derzeitigen Stand ist noch nicht abzusehen, wann diese Krise überwunden sein wird und wie lange die (wirtschaftlichen) Folgen derer andauern werden. Als weiterer Punkt muss erwähnt werden, dass eine eventuelle Ausweitung des EU-ETS auf zusätzliche Sektoren den Preis auch beeinflussen würde, da dadurch Sektoren einbezogen werden, die wiederum zu unterschiedlichen Kosten THG-Emissionen vermeiden können. Neben all diesen Faktoren darf jedoch auch der Einfluss von fossilen Brennstoffpreisen, das Verhalten der Unternehmen und überlappenden Regulierungen auf den CO₂-Zertifikatspreis nicht vergessen werden.

In Anbetracht der derzeit verfügbaren Studien wurde gezeigt, dass sich der Zertifikatspreis in der nächsten Phase in etwa im Bereich zwischen 25 und 80€ bewegen wird. Wie bereits in der Betrachtung der historischen Entwicklung des Zertifikatspreises in vorangegangenen Kapiteln gezeigt wurde, haben viele Faktoren einen Einfluss auf die Entwicklung dessen und so kann nicht ausgeschlossen werden, dass aufgrund von unerwarteten Ereignissen eine drastische Veränderung des Preises eintritt und sich der Zertifikatspreis in der Folge deutlich von den gezeigten Preisen entfernt.

5 Auswirkungen der Zertifikatspreisentwicklung auf die Elektrizitätswirtschaft

Aufgrund der Umsetzung von klima- und energiepolitischen Maßnahmen wird der Stromsektor in den nächsten Jahren von einem sehr starken Umbruch geprägt sein. Die erneuerbaren Energieträger werden einen immer wichtigeren Teil im gesamten Stromsektor einnehmen und es wird dazu kommen, dass die Stromerzeugung zunehmend durch dezentrale Anlagen gekennzeichnet ist und dadurch auch die Übertragungs- und Verteilnetze vor zusätzliche Herausforderungen gestellt werden. Um die Wirkungen einzelner Maßnahmen und Regularien abzuschätzen, sind Simulationen daher ein sehr wichtiges und nützliches Instrument. Speziell in der Elektrizitätswirtschaft sind die Ergebnisse von Simulationen sehr wertvoll, da die Umsetzung von Kraftwerksbauten bzw. von Netzausbauprojekten einerseits sehr kapitalintensiv sind und andererseits sehr langer Projektvorlaufzeiten bedürfen. Um in weiterer Folge die Auswirkungen der in Kapitel 4.5.3 gezeigten möglichen CO₂-Zertifikatspreisentwicklung auf die Elektrizitätswirtschaft in Europa zu ermitteln, wurden mithilfe der Simulationsumgebung ATLANTIS mehrere Simulationen durchgeführt.

Im folgenden Abschnitt wird zunächst das Simulationsmodell ATLANTIS genauer vorgestellt und im Anschluss daran wird gezeigt, welches Szenario für die Simulationen als Grundlage genommen wurde und welche Daten für die Simulationen verwendet wurden. Anschließend daran werden die Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

5.1 Methodik

5.1.1 ATLANTIS

ATLANTIS ist ein Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft und bildet sowohl technische als auch ökonomische Faktoren ab und erlaubt somit die Simulation von unterschiedlichen Szenarien bis ins Jahr 2050 (Stigler et al., 2016). Die Anwendungsmöglichkeiten von ATLANTIS sind sehr vielfältig und so können beispielsweise folgende Themen untersucht werden (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2020):

- die Entwicklung regionaler Strompreise
- Quantifizierung des volkswirtschaftlichen Nutzens von Leitungs- und Kraftwerksbauten
- Erfordernisse hinsichtlich Infrastrukturentwicklung
- Szenarioanalysen für die Integration erneuerbarer Energien
- Systemgrenzkosten erneuerbarer Energien
- Stresstests zur Simulation von Energieverknappungen
- Wirkungen von Power-Demand-Side-Management
- Vorab-Analysen von verschiedenen Regularierungen und Marktorganisationen (z.B. neue Richtlinien, CO₂-Regelungen)

Derzeit sind im Modell etwa 7.350 Leitungen/Transformatoren, 4.000 Netzknoten, 24.400 Kraftwerke und die 100 größten Elektrizitätsunternehmen abgebildet (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2020). In Abbildung 22 sind die in ATLANTIS integrierten Leitungen und Kraftwerke zu erkennen. Das Höchst- bzw. Hochspannungsnetz ist in unterschiedlichen Farben gehalten und dadurch sind die unterschiedlichen Spannungsebenen (400kV, 220kV, 110kV) bzw. die Gleichspannungsleitungen (HVDC) leicht zu erkennen. Zusätzlich sind die unterschiedlichen Kraftwerke mit abweichenden Farben und Symbolen versehen. Bei der Betrachtung der hinterlegten Kraftwerke in ATLANTIS stehen dabei vor allem die Wasserkraftwerke in den Alpen und Pyrenäen sowie die Windkraftwerke an den Küstenregionen hervor.

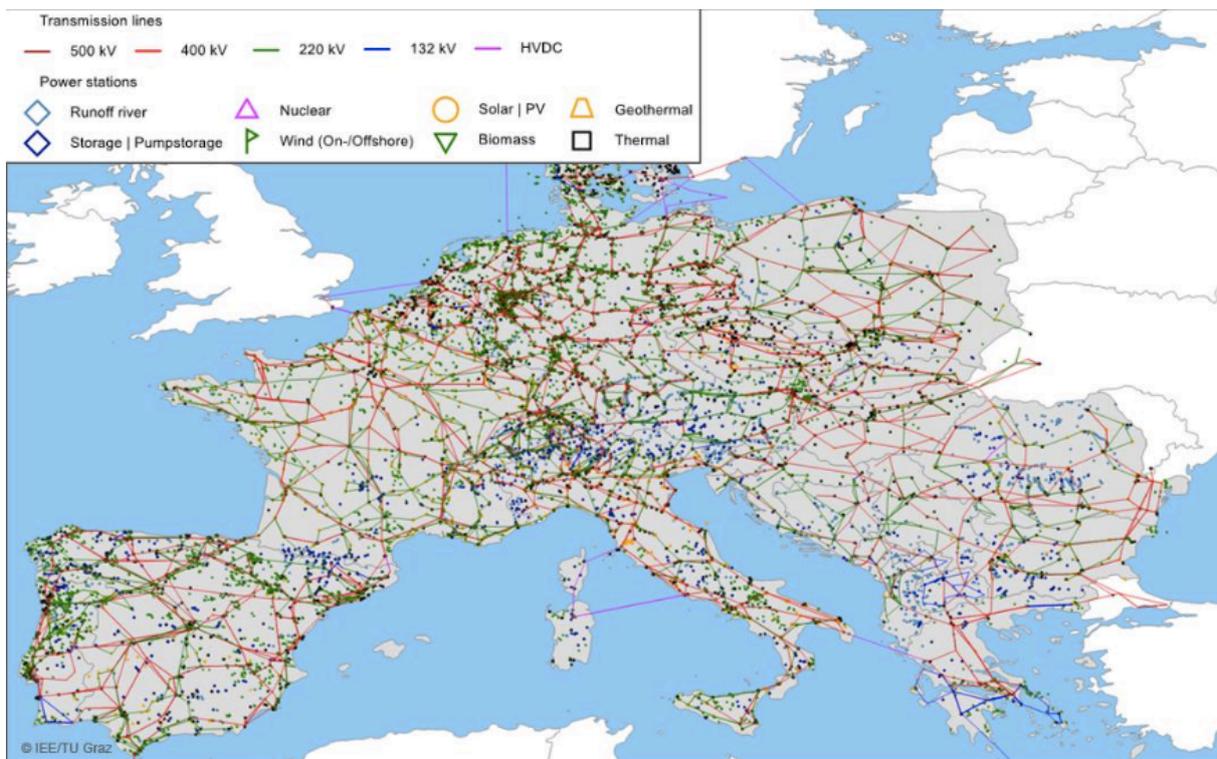


Abbildung 22: ATLANTIS mit Netz und Kraftwerken. (Quelle: Pansi und Bachhiesl (2020)).

Während der physikalische Teil von ATLANTIS sich auf Lastflusssimulationen im europäischen Höchstspannungsnetz konzentriert, spielen im ökonomischen Teil des Modells die Elektrizitätsunternehmen, Brennstoffpreise und viele weitere Details eine Rolle, um darüber den Strompreis und den Stromaustausch zwischen den Unternehmen zu berechnen. Um den Strommarkt ins Simulationsmodell miteinzubeziehen, gibt es in ATLANTIS die Möglichkeit auf vier Marktmodelle (Börsenmodell, Gesamtmarktmodell, Zonenpreismodell, Redispatch-Zonenpreismodell (RDZP)) zurückzugreifen. Diese vier Modelle gehen in unterschiedlichem Ausmaß davon aus, dass es für den Stromtransport innerhalb eines Landes bzw. grenzüberschreitend Netzrestriktionen gibt. In dieser Arbeit wurde dabei das RDZP-Modell verwendet, da es die Realität im Vergleich zu den anderen drei Modellen am ehesten abbildet. Das RDZP-Modell versucht einen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz zu ermitteln und erlaubt dabei einen internationalen Redispatch.

Wie Stigler et al. (2016) angeben, ist ATLANTIS durch den interdisziplinären Modellierungsansatz ein erfolgreiches Instrument, welches das Verständnis komplexer Probleme in der europäischen Elektrizitätswirtschaft fördert und dadurch Entscheidungsprozesse unterstützt. Für weitere Ausführungen und Informationen zu ATLANTIS und die Integration unterschiedlicher Szenarien wird auf Stigler et al. (2016), Pansi, (2018) und Gaugl et al. (2019) verwiesen.

5.1.2 Datenauswahl

5.1.2.1 Szenariendefinition

Für Untersuchungen mit ATLANTIS sind zusätzlich zur umfangreichen Datenbank (siehe Kapitel 5.1.1) noch weitere Annahmen notwendig. Diese werden anhand von Szenarien abgebildet und enthalten beispielsweise die zukünftige Brennstoffpreisentwicklung, die Entwicklung des Verbrauchs, das Wirtschaftswachstum und energiepolitische Entscheidungen (Stigler et al., 2016). Außerdem muss festgelegt werden, welche Länder über welchen Untersuchungszeitraum hinweg betrachtet werden. In dieser Arbeit wurden für die Simulationen die in Tabelle 7 genannten Länder³³ des zentraleuropäischen Raumes bis ins Jahr 2030, dem Ende der 4. Phase des EU-ETS, betrachtet.

Tabelle 7: Auflistung jener Länder, die in den Simulationen betrachtet wurden.

Albanien	Montenegro
Belgien	Niederlande
Bosnien-Herzegowina	Österreich
Bulgarien	Polen
Dänemark	Portugal
Deutschland	Rumänien
Frankreich	Schweiz
Griechenland	Serbien
Italien	Spanien
Kosovo	Slowakei
Kroatien	Slowenien
Luxemburg	Tschechien
Mazedonien	Ungarn

Da die für die Simulationen notwendigen Daten größtenteils einem Szenario aus dem *Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP)* von ENTSO-E entnommen wurden, wird dieser Plan und dessen Zweck in der Folge kurz beschrieben. Anschließend wird näher auf die Einzelheiten des gewählten Szenarios eingegangen, ehe die Begründung für die gewählten CO₂-Zertifikatspreise beschrieben wird.

Der *TYNDP* wird alle zwei Jahre von ENTSO-E und ENTSO-G herausgegeben und gibt Aufschluss darüber, wie sich die europäische Elektrizitätswirtschaft in Zukunft entwickeln könnte

³³ Das sind auch jene Länder, die in Abbildung 22 grau hinterlegt sind.

(ENTSO-G und ENSTO-E, 2018). Dabei wird vor allem ein spezieller Fokus auf den Netzausbau gelegt, um eine Versorgung in Zukunft gewährleisten zu können. Der *TYNDP 2018* enthält drei Zukunftsszenarien (*Sustainable Transition, Distributed Generation, Global Climate Action*), die alle die beschlossenen Klimaziele³⁴ für 2030 erreichen würden und die sich in den zugrunde liegenden *Storylines* und den getroffenen Annahmen (siehe Anhang 1) voneinander unterscheiden. Für die weitere Untersuchung der Forschungsfrage wurden in dieser Arbeit die grundlegenden Daten des *Sustainable Transition*-Szenarios³⁵ verwendet.

Das *Sustainable Transition*-Szenario wird von (ENTSO-G und ENSTO-E, 2018) folgendermaßen beschrieben: Im *Sustainable Transition*-Szenario wird Klimaschutz durch einen Mix aus nationalen Regelungen, Förderungen und dem EU-ETS betrieben. Im Hinblick auf die wirtschaftliche Situation wird eher von einem moderaten Wachstum ausgegangen. Bei der Stromerzeugung wird davon ausgegangen, dass die Nutzung von Gas aufgrund der geringen Gaspreise und des Wachstums von Biomethan stark zunehmen wird. Durch die Nutzung von Gas ist auch die notwendige Flexibilität zum Ausgleich der Schwankungen der erneuerbaren Energien und zur Deckung von Spitzenlasten gegeben. Aufgrund von regulatorischen und politischen Maßnahmen wird der Einsatz von Kohlekraftwerken zur Stromerzeugung und somit auch die Menge an CO₂-Emissionen zurückgehen. Die Anzahl von in Betrieb befindlichen Atomkraftwerken wird ebenso abnehmen. Die *Storyline* dieses Szenarios geht somit davon aus, dass eine schnelle CO₂-Reduktion im Stromsektor vor allem durch den Umstieg von Kohle auf Gas gelingen wird. Aufgrund eines effizienten Strommarktes und starker Preissignale werden auch die notwendigen Investitionen getätigt, um in Spitzenlastkraftwerke (vor allem Gas) zu investieren. Die Stromnachfrage stagniert bzw. steigt leicht an. Der Einsatz von elektrischem Strom im Heizungs- und Mobilitätssektor schreitet langsamer voran als in den anderen Szenarien.

Das *Sustainable Transition*-Szenario unterscheidet sich von den anderen beiden Szenarien (*Distributed Generation, Global Climate Action*) auch dadurch, dass es ein *Bottom-Up*-Szenario ist. Das bedeutet, dass die gesammelten Daten von den Übertragungsnetzbetreibern einzelner Länder stammen und nicht verändert worden sind, um einer gewünschten *Storyline* zu entsprechen. Da die Daten für die installierte Leistung von den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern kommen, ist beispielsweise auch der deutsche Atomausstieg bereits miteinbezogen. Die für die Simulation notwendigen Daten³⁶ sind hauptsächlich die Nettoerzeugungskapazitäten je Kraftwerkstyp, die Entwicklung der Stromnachfrage und die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise. Der Großteil der Daten des *TYNDP 2018* stammt von ENTSO-E selbst, jedoch wurde bei den Prognosen der Brennstoffpreise auch auf Daten aus dem *World Energy Outlook* der IEA zurückgegriffen.

³⁴ Diese Klimaziele entsprechen den Basiszielen (-40% vs. 1990) und beziehen sich nicht auf die verschärften Klimaziele im Rahmen des *Green Deals*.

³⁵ Für eine genauere Beschreibung zur Integration des *Sustainable Transition*-Szenarios in ATLANTIS wird auf Gaugl et al. (2019) verwiesen.

³⁶ Alle Daten stammen von ENSTO-E (2020) und sind öffentlich zugänglich.

5.1.2.2 Wahl der Zertifikatspreise

Neben der Wahl der zuvor genannten Daten ist vor allem die Wahl der Zertifikatspreise in dieser Arbeit ein sehr zentrales Thema. Da hier untersucht werden soll, welchen Einfluss der CO₂-Zertifikatspreis in Zukunft auf die Elektrizitätswirtschaft in Europa haben kann, werden die Annahmen des ursprünglichen *Sustainable Transition*-Szenarios aus dem *TYNDP 2018* beibehalten und es wird je Simulationsdurchlauf lediglich der CO₂-Zertifikatspreis variiert, wodurch drei neue Szenariovarianten generiert worden sind:

- *Basis-Preis*-Szenario
- *Medium-Preis*-Szenario
- *Hoch-Preis*-Szenario

Wie bereits in vorherigen Kapiteln gezeigt wurde, wird die Entwicklung des Zertifikatspreises in der nächsten Phase des EU-ETS von sehr vielen Faktoren beeinflusst werden und ist deswegen sehr schwer zu prognostizieren. Die in Kapitel 4.5.3 gezeigten möglichen Preisentwicklungen gehen von einem Zertifikatspreis im Jahr 2030 in etwa im Bereich von 25-80€ aus. Deshalb wurden in der Folge durchschnittliche CO₂-Zertifikatspreise für das Jahr 2030 gewählt, die in einer ähnlichen Höhe anzusiedeln sind, wie sie aus den gezeigten Studien hervorgegangen sind und welche einen möglichst großen Bereich der gezeigten Preisentwicklung bis 2030 abdecken. So wird für das *Basis-Preis*-Szenario ein durchschnittlicher Zertifikatspreis von 30€/tCO₂, für das *Medium-Preis*-Szenario ein Preis von 55€/tCO₂ und für das *Hoch-Preis*-Szenario ein Preis von 80€/tCO₂ für das Jahr 2030 gewählt.

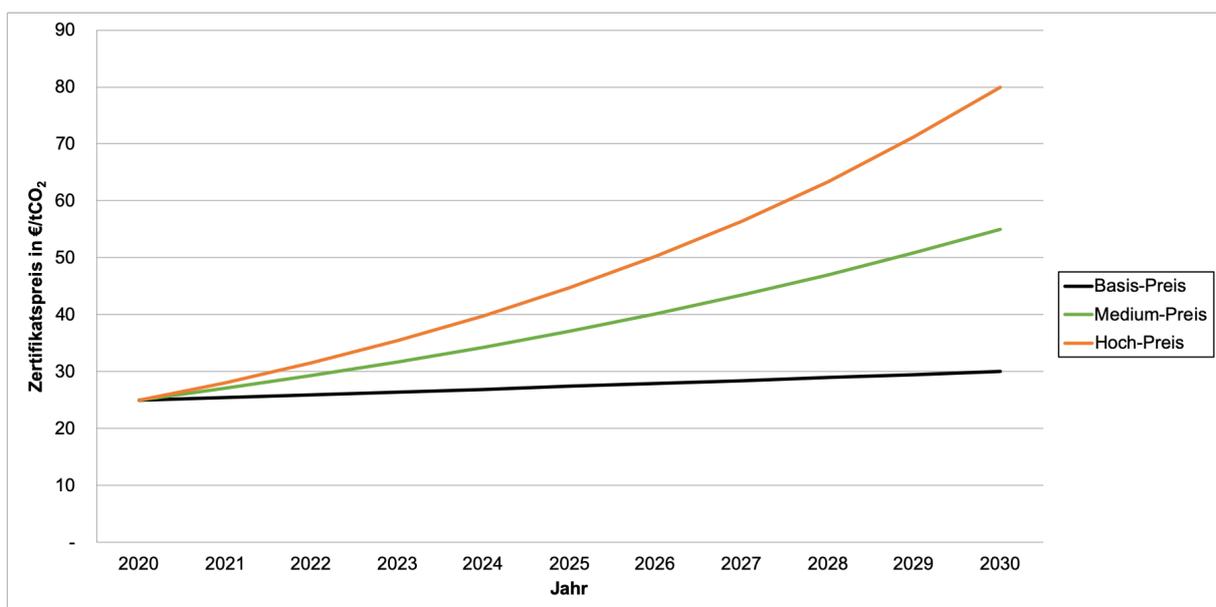


Abbildung 23: Zertifikatspreisentwicklung bis ins Jahr 2030.

Da in den meisten untersuchten Studien lediglich ein durchschnittlicher Zertifikatspreis für 2030 angegeben ist, können jährliche Schwankungen nicht dargestellt werden. Es wird deshalb davon ausgegangen, dass sich die Zertifikatspreise ausgehend von einem

durchschnittlichen Preis von 25€ im Jahr 2020 bis zum gewählten Preis im Jahr 2030 wie in Abbildung 23 gezeigt entwickeln. In der Folge wurden mit ATLANTIS drei Simulationsdurchläufe gestartet, wobei bei jedem Simulationsdurchlauf der Zertifikatspreisverlauf bis 2030 variiert wurde. Damit wurde versucht, herauszufinden, welchen Einfluss die alleinige Variation des CO₂-Preises auf die Elektrizitätswirtschaft in Europa haben kann. Inwieweit sich die Ergebnisse aufgrund der unterschiedlichen CO₂-Preise unterscheiden, wird im folgenden Abschnitt näher betrachtet. Bei der Betrachtung der Ergebnisse wird zwischen produzierter Energie, CO₂-Emissionen und CO₂-Intensität unterschieden.

Anschließend an diese drei Simulationsdurchläufe wurden zusätzlich drei Simulationsdurchläufe gestartet, um zu untersuchen, ob ein schrittweiser Kohleausstieg der Bundesrepublik Deutschland einen Einfluss auf die Elektrizitätswirtschaft innerhalb Deutschlands bzw. über alle betrachteten Länder hat (siehe Kapitel 5.2.4).

5.1.3 Installierte Leistung

Bevor die Ergebnisse betrachtet werden können, muss zuerst dargestellt werden, wie die Entwicklung der installierten Leistung bis 2030 aufgrund des *Sustainable Transition*-Szenarios prognostiziert wird. Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung aller in ATLANTIS untersuchten Länder von 2020 bis 2030. Ausgehend von einer installierten Kraftwerksleistung von etwa 936 GW im Jahr 2020 ist bis ins Jahr 2030 ein deutlicher Anstieg zu erkennen. Im Jahr 2030 wird eine installierte Kraftwerksleistung von etwa 1.067 GW prognostiziert. Das entspricht einem Anstieg der Kapazitäten von 14% in diesem Zeitraum.

Bei der Betrachtung der einzelnen Energieträger fällt sofort auf, dass vor allem die erneuerbaren Energieträger ein starkes Wachstum (+43%) hinlegen und die fossilen Kraftwerke (Kohle, Öl, Gas) (-23%) in diesem Zeitraum eher zurückgehen. Vor allem Wind (+47%) und Sonnenenergie (+72%) verzeichnen hier einen starken Zuwachs an installierter Leistung. Aber auch bei Laufwasser (+11%), Speicher (+29%), Pumpspeicher (+26%) und Biomasse (+18%) nehmen die Kraftwerkskapazitäten bis 2030 deutlich zu. Bei den konventionellen Kraftwerken ist vor allem der Energieträger Kohle mit einem starken Rückgang (-33%) an installierter Leistung konfrontiert. Ölkraftwerke verzeichnen ebenso einen deutlichen Rückgang und spielen in Zukunft kaum mehr eine Rolle. Die Menge an installierter Leistung von Gaskraftwerken geht ebenso zurück (-11%). Kraftwerke, die der Kategorie "Sonstige" zugeordnet werden, können einen deutlichen Anstieg (+64%) an installierter Leistung verzeichnen. Diesen werden vor allem Müllverbrennungsanlagen, Gezeitenkraftwerke, Geothermie, etc. zugewiesen. Die Kapazitäten von Atomkraftwerken nehmen ebenso ab (-32%), was zu einem großen Teil mit dem Atomausstieg Deutschlands zu erklären ist.

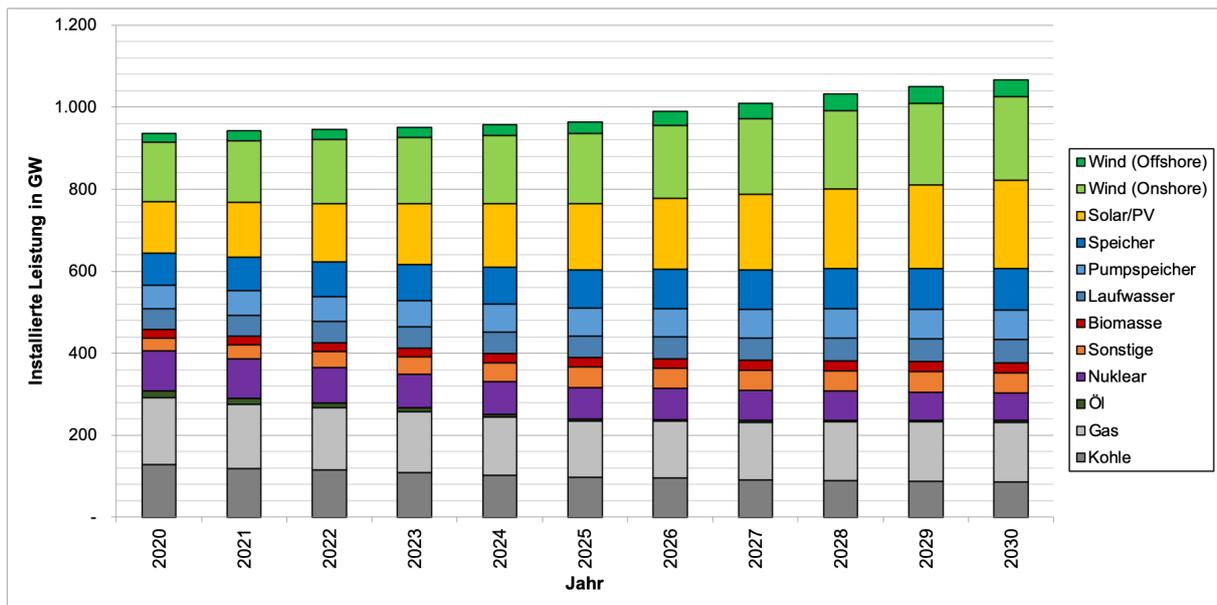


Abbildung 24: Entwicklung der installierten Leistung je Kraftwerkstyp für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.

Noch viel deutlicher ist die Zunahme von erneuerbaren Energieträgern an der installierten Leistung in Abbildung 25 zu erkennen. So machen erneuerbare Energieträger im Jahr 2030 bereits etwa 67% (2020: 53,3%) der installierten Leistung aus. Photovoltaikanlagen haben im Jahr 2030 mit etwa 20% sogar den größten Anteil an der installierten Gesamtleistung aller Kraftwerkstypen. Der Anteil an der installierten Leistung der Kraftwerkstypen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, schrumpft von 33% im Jahr 2020 auf 22,1% im Jahr 2030.

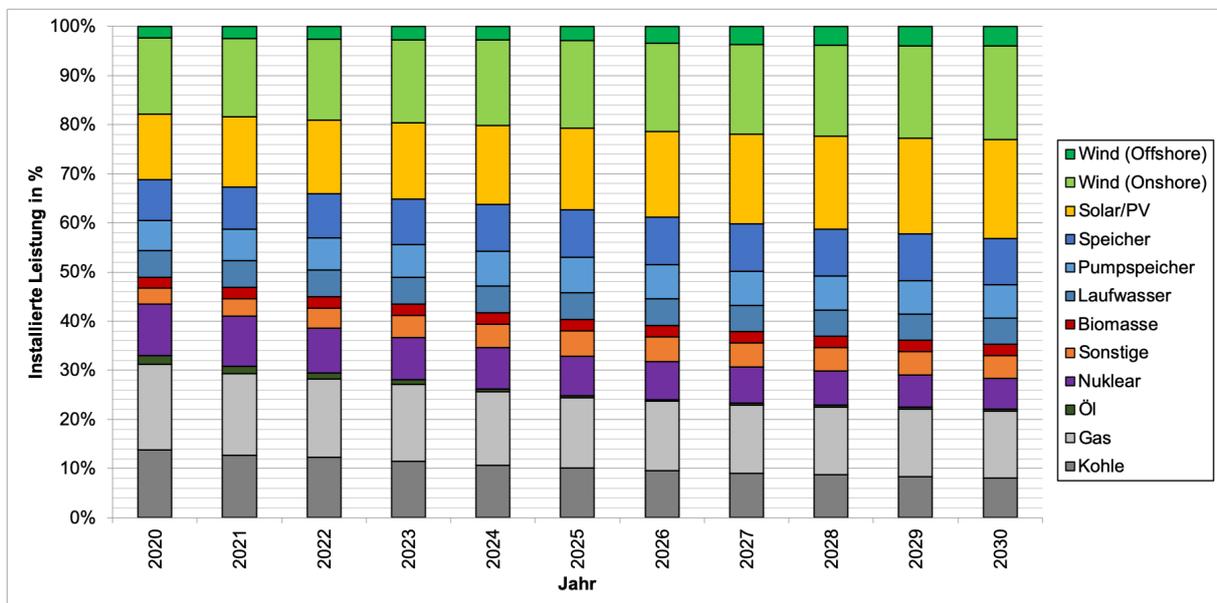


Abbildung 25: Anteil je Kraftwerkstyp an der installierten Leistung für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.

In Abbildung 26 ist zu erkennen, welche Kraftwerkstypen in den einzelnen Jahren bis zum Jahr 2030 zugebaut bzw. stillgelegt werden. Der Zubau an Kraftwerken wird in den nächsten Jahren deutlich von Photovoltaik- und Windkraftanlagen geprägt, aber auch Wasserkraftwerke und Speicheranlagen werden vermehrt installiert. Bei den fossilen Energieträgern ist der bereits zuvor angesprochene Rückgang hier ebenso deutlich zu erkennen. Die Gründe für den

Rückgang der fossilen Kraftwerke (speziell Kohle) liegen neben den steigenden Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate vor allem im hohen Alter der Anlagen. Bemerkenswert ist jedoch, dass ab dem Jahr 2026 wieder vermehrt Gaskraftwerke zugebaut werden. Diese werden in der Folge vor allem zur Deckung der Spitzenlast und zum Ausgleich der volatilen Erzeugung der erneuerbaren Energieträger benötigt werden. Auffallend ist auch der Rückgang von Atomkraftwerken. Dieser Rückgang hat im Jahr 2022 seinen Höhepunkt, da in diesem Jahr Deutschland den letzten Reaktor vom Netz nehmen wird.

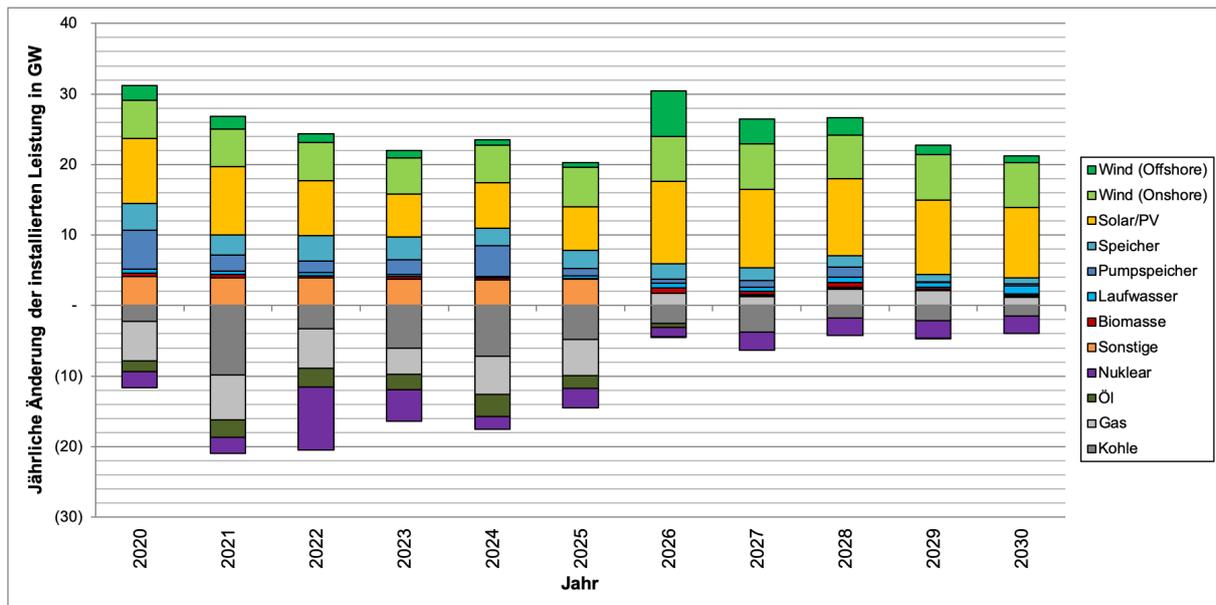


Abbildung 26: Jährliche Änderung der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS.

5.2 Ergebnisse

5.2.1 Produzierte Energie

In Abhängigkeit der installierten Leistung wird in der Folge betrachtet, welche Kraftwerkstypen in den kommenden Jahren in welchem Ausmaß Strom erzeugen und ob die Annahmen der drei Szenarien (*Basis-Preis, Medium-Preis, Hoch-Preis*) zu abweichenden Ergebnissen führen. Dazu ist in Abbildung 27 für alle drei Szenarien dargestellt, wie sich das Ausmaß der produzierten Energie je Kraftwerkstyp von 2020 bis 2030 entwickelt. Insgesamt steigt die Menge an produzierter Energie zwischen 2020 und 2030 um etwa 112 TWh. Das entspricht einer Steigerung von etwa 4,2% und geht aus den grundlegenden Annahmen des *Sustainable Transition*-Szenarios hervor.

Bei der Betrachtung der produzierten Energie über alle drei Szenarien hinweg fällt sofort auf, dass die Verhältnisse der einzelnen Kraftwerkstypen zueinander deutlich von jenen der installierten Leistung abweichen. Die konventionellen Kraftwerke (Kohle, Gas, Nuklear) haben einen deutlich größeren Anteil an der produzierten Energie als an der installierten Leistung, was vor allem mit der Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energieträger zusammenhängt. So sind Kohle-, Gas- und Atomkraftwerke trotz des Rückgangs an installierter

Leistung in allen drei Szenarien noch immer für einen beachtlichen Teil des erzeugten Stroms verantwortlich.

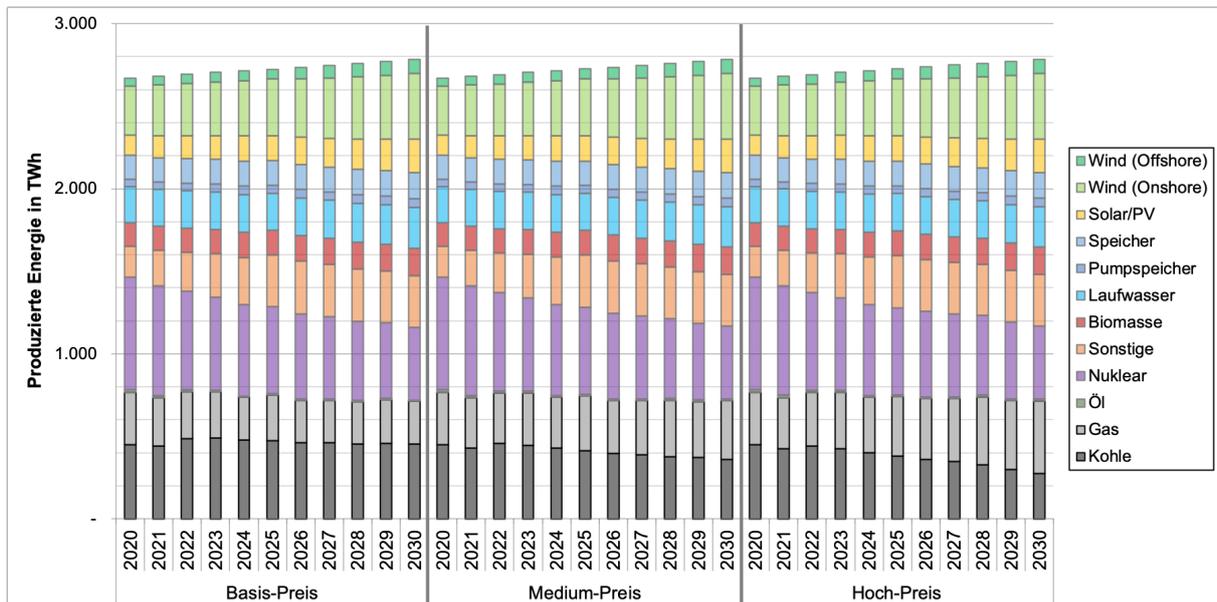


Abbildung 27: Entwicklung der produzierten Energie je Szenario für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.

In Abbildung 27 ist zu erkennen, dass von der Variation des CO₂-Preises je Szenario ausschließlich Kohle- und Gaskraftwerke (nicht transparent) betroffen sind. Die produzierten Strommengen aller anderen Energieträger (in transparenten Farben gehalten) weichen zwischen den drei Szenarien nur minimalst voneinander ab. Das liegt daran, dass diese Energieträger von einer Erhöhung des CO₂-Preises nicht betroffen sind, weil sie entweder ihren Strom CO₂-frei produzieren oder weil sie in der *Merit-Order* grundsätzlich weiter vorne gereiht sind. Bei Gas- und Kohlekraftwerken führt der CO₂-Zertifikatspreis jedoch sehr wohl zu einer Erhöhung der Grenzkosten bei der Stromerzeugung und so kommt es zwischen Kohle und Gas mit steigendem CO₂-Preis zu einem zunehmenden *Switch* in der *Merit-Order*. Nicht außer Acht gelassen werden darf, dass steigende Brennstoffpreise ebenso einen Einfluss auf die Grenzkosten dieser Kraftwerkstypen haben.

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der produzierten Energie steigt über alle drei Szenarien gesehen von 38% im Jahr 2020 auf etwa 47% im Jahr 2030. Hierbei ist vor allem der starke Zuwachs von Solar (+61%) und Wind (+41%) an der produzierten Energie hervorzuheben. Die Steigerung des Anteils an der produzierten Energie hat bei den erneuerbaren Energieträgern hauptsächlich mit der deutlichen Zunahme dieser Energieträger an der installierten Leistung zu tun. Bedingt durch die zunehmende Außerbetriebnahme vieler Atomkraftwerke geht auch die produzierte Strommenge dieser zurück. Der Anteil der fossilen Kraftwerke (Kohle und Gas)³⁷ an der produzierten Energie sinkt von 29,3% im Jahr 2020 auf etwa 26% im Jahr 2030.

³⁷ Öl wird aufgrund des geringen Anteils nicht näher betrachtet.

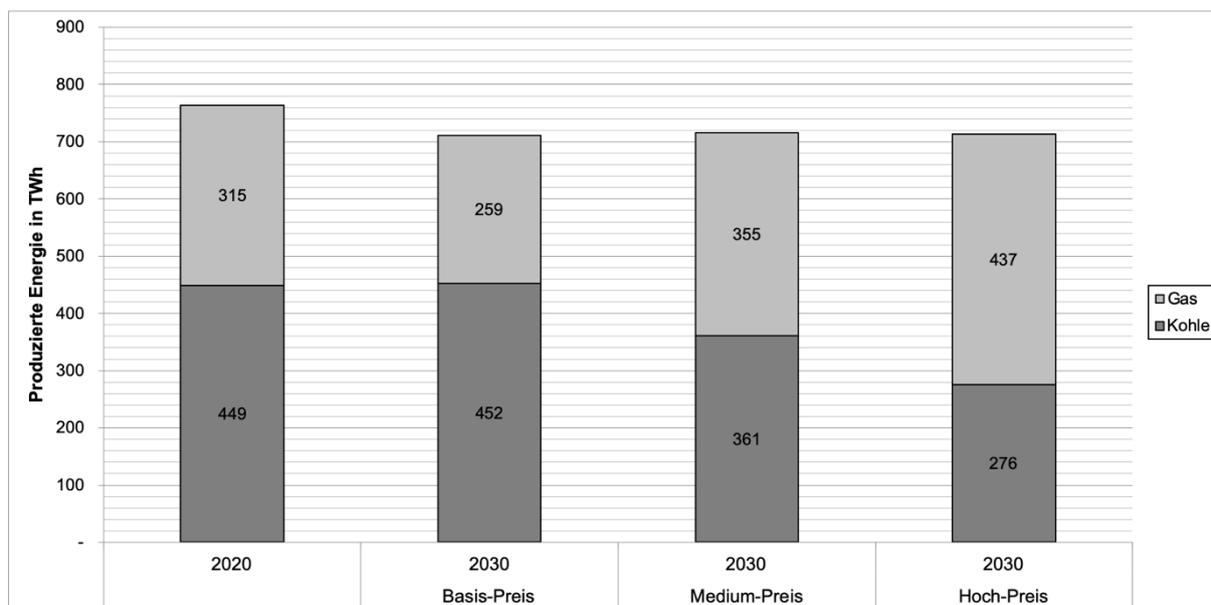


Abbildung 28: Produzierte Energie aus Kohle und Gas für 2020 und je Szenario für 2030 aller untersuchten Länder in ATLANTIS.

Wie schon erwähnt wurde, gehen die Anteile der fossilen Kraftwerke an der produzierten Energie im Vergleich zu 2020 in allen drei Szenarien zurück. Da die genaue Veränderung der produzierten Strommenge aus Kohle und Gas in Abbildung 27 im Detail nur schwer erkennbar ist, ist in Abbildung 28 die produzierte Energiemenge aus Kohle und Gas für 2020 und je Szenario für das Jahr 2030 dargestellt, um die Veränderung der Stromerzeugung aus diesen zwei Energieträgern noch deutlicher zu zeigen. In Tabelle 8 ist zudem ersichtlich, wie sich die absoluten und relativen Zahlen je Szenario bis ins Jahr 2030 verändern. Im Jahr 2020 werden laut ATLANTIS in den simulierten Ländern 764,1 TWh Strom durch Kohle- und Gaskraftwerke erzeugt. Davon entfallen etwa 449 TWh auf Kohle und ungefähr 315 TWh auf Gas.

Tabelle 8: Veränderung der produzierten Energie von Kohle und Gas je Szenario von 2020 bis 2030.

Szenario	Basis-Preis		Medium-Preis		Hoch-Preis	
	2030		2030		2030	
Jahr	absolut [TWh]	relativ [%]	absolut [TWh]	relativ [%]	absolut [TWh]	relativ [%]
Veränderung zu 2020						
Kohle	+3,17	+0,71%	-88,38	-19,68%	-173,42	-38,61%
Gas	-56	-17,78%	+40,23	+12,77%	+122,3	+38,82%

Im *Basis-Preis*-Szenario sind bis ins Jahr 2030 bereits leichte Veränderungen zu beobachten und es ist ersichtlich, dass die Höhe des CO₂-Preises noch keine Auswirkungen auf den Betrieb der Kohlekraftwerke hat. Während die Nutzung von Gas (-17,78%) zurückgeht, wird ein leichter Anstieg der Kohlenutzung prognostiziert (+0,71%). Im *Medium-Preis*-Szenario hingegen kommt es zwischen Kohle und Gas bereits zu einem vermehrten *Switch* in der *Merit-Order*. Während die Stromerzeugung aus Kohle hier um 19,68% gegenüber 2020 bereits deutlich zurückgeht, kommt es bei der Stromerzeugung aus Gas zu einer starken Zunahme (+12,77%). Noch viel deutlicher ist das im *Hoch-Preis*-Szenario zu erkennen. Hier sinkt die Stromerzeugung aus Kohle um etwa 38% und die Stromerzeugung aus Gas steigt um ungefähr 38% gegenüber 2020.

Neben der Betrachtung der absoluten Werte ist ebenso eine Betrachtung der prozentuellen Anteile der Energieträger an der produzierten Energie interessant. In Abbildung 29 ist im Vergleich zum Jahr 2020 zu sehen, dass die Anteile von Kohle- und Gaskraftwerke bis ins Jahr 2030 als gesamt zurückgehen, die aggregierten Anteile an der gesamten produzierten Energie über alle drei Szenarien jedoch ziemlich konstant bleiben. Wie bereits gezeigt wurde, sinkt mit steigendem CO₂-Zertifikatspreis der Anteil an Kohlestrom und der Anteil von produziertem Strom aus Gas steigt. Im Vergleich mit den absoluten Werten aus Abbildung 27 ist das hier noch deutlicher zu erkennen.

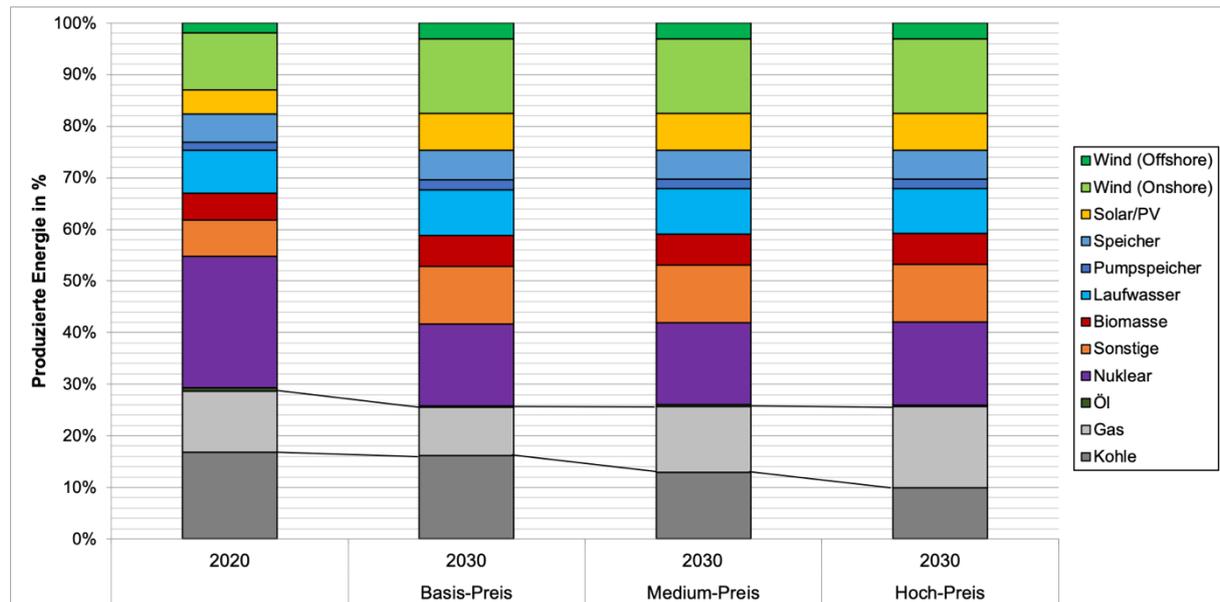


Abbildung 29: Anteil der produzierten Energie je Kraftwerkstyp und Szenario für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.

Im Jahr 2020 hat Kohlekraft in den untersuchten Ländern noch einen Anteil von 16,8% an der produzierten Energie. Dieser Anteil sinkt in allen drei Szenarien bis ins Jahr 2030 in unterschiedlichem Ausmaß. Aus dem *Basis-Preis*-Szenario geht hervor, dass sich der Anteil der Kohlekraft auf etwa 16,2% der gesamten produzierten Energie reduziert. Viel drastischer fällt der Rückgang jedoch in den beiden anderen Szenarien aus. So beträgt der Anteil der Kohlekraft an der gesamten produzierten Energie im Jahr 2030 im *Medium-Preis*-Szenario nur mehr etwa 13% und im *Hoch-Preis*-Szenario lediglich etwa 9,9%. Die Stromerzeugung aus Gas nimmt im *Medium-Preis*- und *Hoch-Preis*-Szenario zu und steigt auf einen Anteil der produzierten Energie von 12,8% bzw. 15,7%. Nur im *Basis-Preis*-Szenario wird bei Gas ein Rückgang gegenüber 2020 prognostiziert, sodass der Anteil im Jahr 2030 nur bei 9,3% der produzierten Energie liegt.

Es geht aus den Ergebnissen somit deutlich hervor, dass Gas den Rückgang von Kohle auffängt und so als Energieträger für die Energiewende von enormer Bedeutung sein wird. Vor allem ab dem Jahr 2021 wird der weitere Rückgang der Stromerzeugung aus Kohlekraft fast komplett durch zusätzliche Nutzung von Gaskraftwerken kompensiert.

5.2.2 CO₂-Emissionen und CO₂-Intensität des Kraftwerksparks

Wie im vorherigen Abschnitt gezeigt wurde, hat die Entwicklung des CO₂-Preises vor allem einen deutlichen Einfluss auf die produzierte Strommenge von Kohle- und Gaskraftwerken. Das wirkt sich in der Folge auch auf die CO₂-Emissionen insgesamt und auch je Kraftwerkstyp aus. In Abbildung 30 ist zu erkennen, dass sich ausgehend vom Jahr 2020 die resultierenden CO₂-Emissionen je Szenario deutlich voneinander unterscheiden.

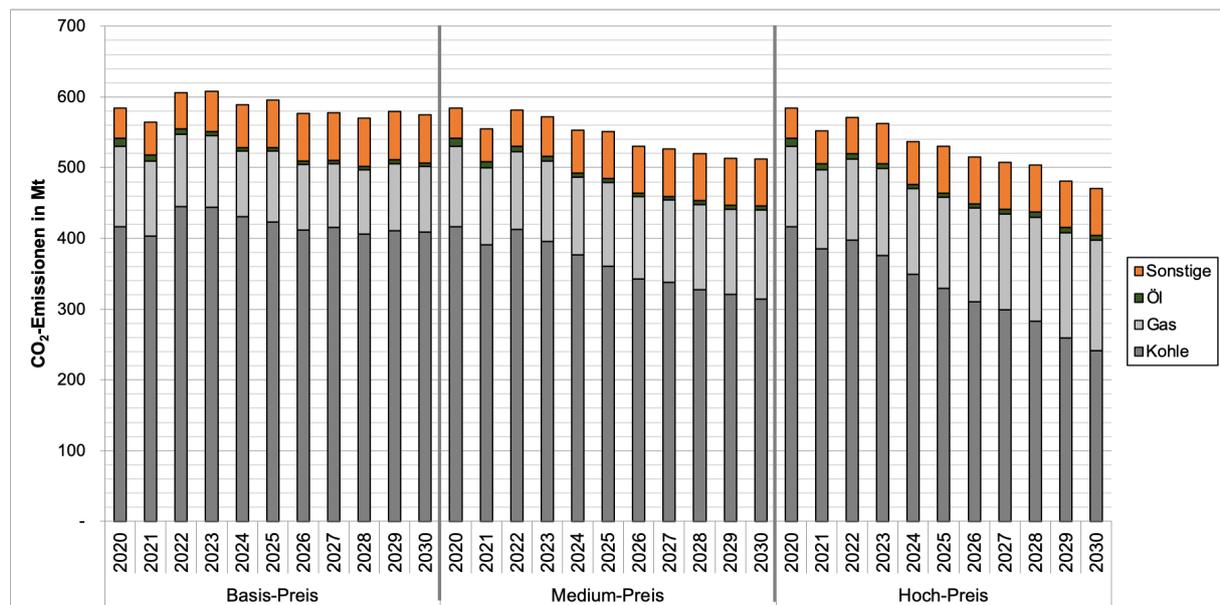


Abbildung 30: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2030 je Szenario für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.

Während im *Basis-Preis*-Szenario die CO₂-Emissionen insgesamt und auch je Energieträger bis 2030 auf ziemlich gleichem Niveau bleiben, treten bei den beiden anderen Szenarien bereits deutliche Veränderungen zu Tage. Betrachtet man die Ergebnisse der Szenarien zueinander, ist zu sehen, dass die resultierenden CO₂-Emissionen des *Hoch-Preis*-Szenarios im Jahr 2030 im Vergleich zum *Basis-Preis*-Szenario um etwa 104 MtCO₂ und im Vergleich zum *Medium-Preis*-Szenario um etwa 42 MtCO₂ geringer sind. Abbildung 30 liefert dahingehend zwei zentrale Erkenntnisse. Einerseits geht die gesamte Emissionsmenge mit steigendem CO₂-Preis stärker zurück und andererseits führt ein höherer CO₂-Preis auch zu einer Veränderung der Anteile der fossilen Energieträger an den CO₂-Emissionen. In Tabelle 9 ist dargestellt, wie sich die CO₂-Emissionen bis 2030 je nach Szenario im Vergleich zu 2020 entwickeln. Im Jahr 2020 wird hier von einer Emissionsmenge von 582,9 MtCO₂ ausgegangen. Während die Emissionsmenge im *Basis-Preis*-Szenario im Vergleich zu 2020 kaum zurückgeht (-1,63%), ist im *Medium-Preis*-Szenario (-12,27%) und im *Hoch-Preis*-Szenario (-19,47%) ein deutlicher Rückgang der CO₂-Emissionen zu erkennen. Der Emissionsrückgang fällt aufgrund des höheren Preises im *Hoch-Preis*-Szenario naturgemäß stärker aus.

Tabelle 9: Veränderung der CO₂-Emissionen je Szenario von 2020 bis 2030.

Szenario Jahr	Basis-Preis		Medium-Preis		Hoch-Preis	
	2030		2030		2030	
Veränderung zu 2020	absolut [MtCO ₂]	relativ [%]	absolut [MtCO ₂]	relativ [%]	absolut [MtCO ₂]	relativ [%]
CO ₂ - Emissionen	-9,5	-1,63%	-71,65	-12,27%	-113,7	-19,47%

Wie bereits zuvor schon angemerkt wurde, kommt es bei der Stromerzeugung im *Medium-Preis*- und im *Hoch-Preis*-Szenario zu einem zunehmenden Umschwung von Kohle auf Gas. Dieser Trend ist auch bei der Betrachtung von Abbildung 31 sehr klar erkennbar. Während Kohle im *Basis-Preis*-Szenario noch einen Anteil von 71,2% an den Gesamtemissionen im Jahr 2030 hat, schrumpft dieser Anteil im *Medium-Preis*-Szenario auf 61,4% und im *Hoch-Preis*-Szenario auf 51,4%. Der Anteil von Gas an den Gesamtemissionen steigt hingegen von 16,1% im *Basis-Preis*-Szenario auf 24,5% im *Medium-Preis*- und 33,1% im *Hoch-Preis*-Szenario.

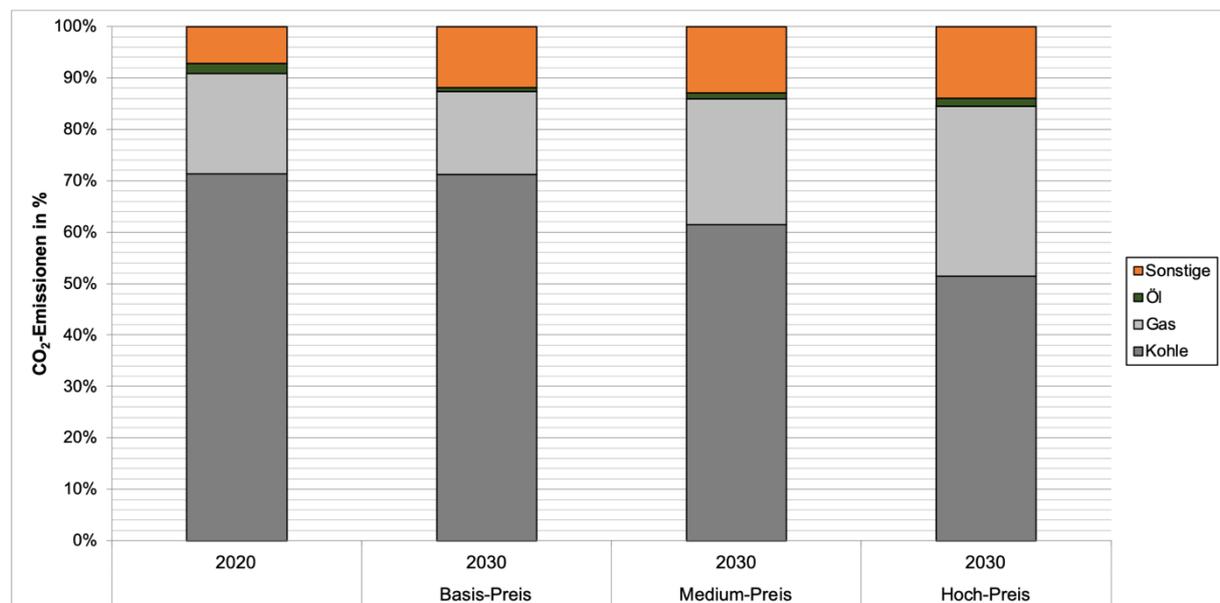


Abbildung 31: Entwicklung der prozentuellen Anteile an den gesamten CO₂-Emissionen bis 2030 je Szenario.

Neben den CO₂-Emissionen ist auch die Entwicklung der CO₂-Intensität des Kraftwerksparks sehr interessant zu beobachten. In Abbildung 32 ist dazu dargestellt, wie sich, ausgehend von einer CO₂-Intensität aller in ATLANTIS untersuchten Länder von 218,54 kgCO₂/MWh_{el} im Jahr 2020, diese je nach Szenario bis ins Jahr 2030 entwickeln wird. Es ist auch hier erkennbar, dass sich im *Hoch-Preis*-Szenario die größte Veränderung ergibt. Während sich die CO₂-Intensität im *Basis-Preis*-Szenario bis 2030 lediglich um 5,6% reduziert, fällt der Rückgang im *Hoch-Preis*-Szenario mit 22,7% bereits deutlich stärker aus, sodass eine CO₂-Intensität von 168,9 kgCO₂/MWh_{el} resultiert.

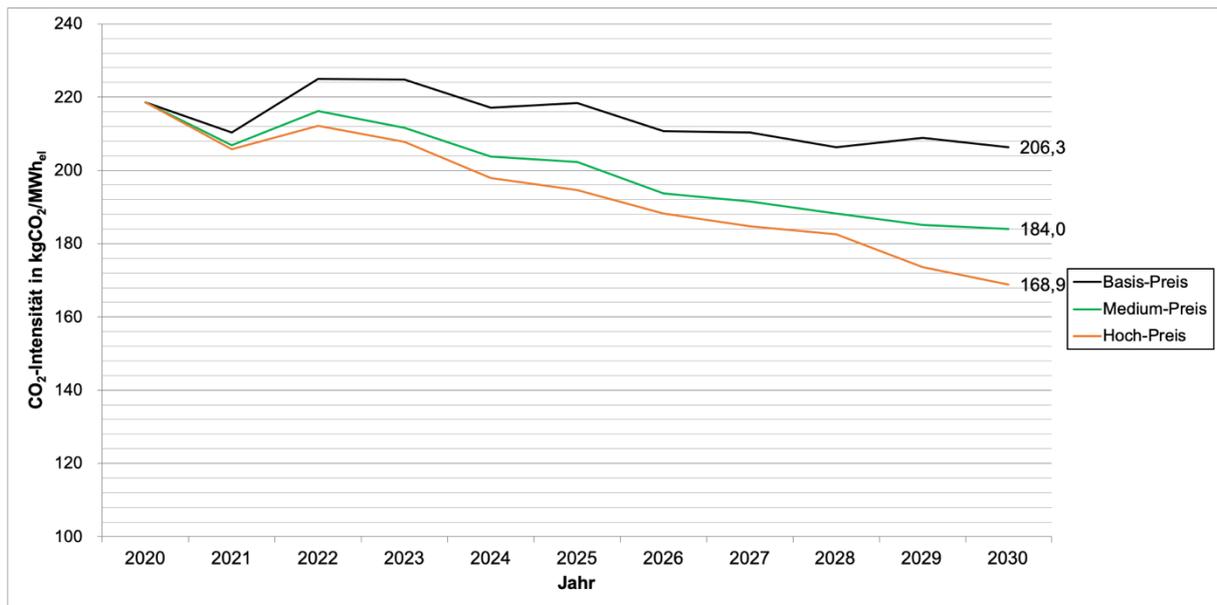


Abbildung 32: Entwicklung der CO₂-Intensität aller untersuchten Länder in ATLANTIS.

5.2.3 Import-/Export-Bilanz ausgewählter Länder

Infolge der Variation des Zertifikatspreises kann es auch dazu kommen, dass die Stromproduktion von Ländern mit einem eher CO₂-intensiven in Länder mit eher CO₂-ärmeren Strommix verlagert wird. Dabei ist jedoch zu erwähnen, dass aufgrund von Netzrestriktionen der Stromaustausch zwischen den Ländern nur in beschränktem Ausmaß stattfinden kann. Um zu zeigen, wie sich aufgrund der unterschiedlichen Zertifikatspreise die Stromerzeugung in ausgewählten Ländern entwickelt, ist in Abbildung 33 dargestellt, ob bzw. in welchem Ausmaß die betrachteten Länder je Szenario im Jahr 2030 insgesamt Strom importieren oder exportieren.

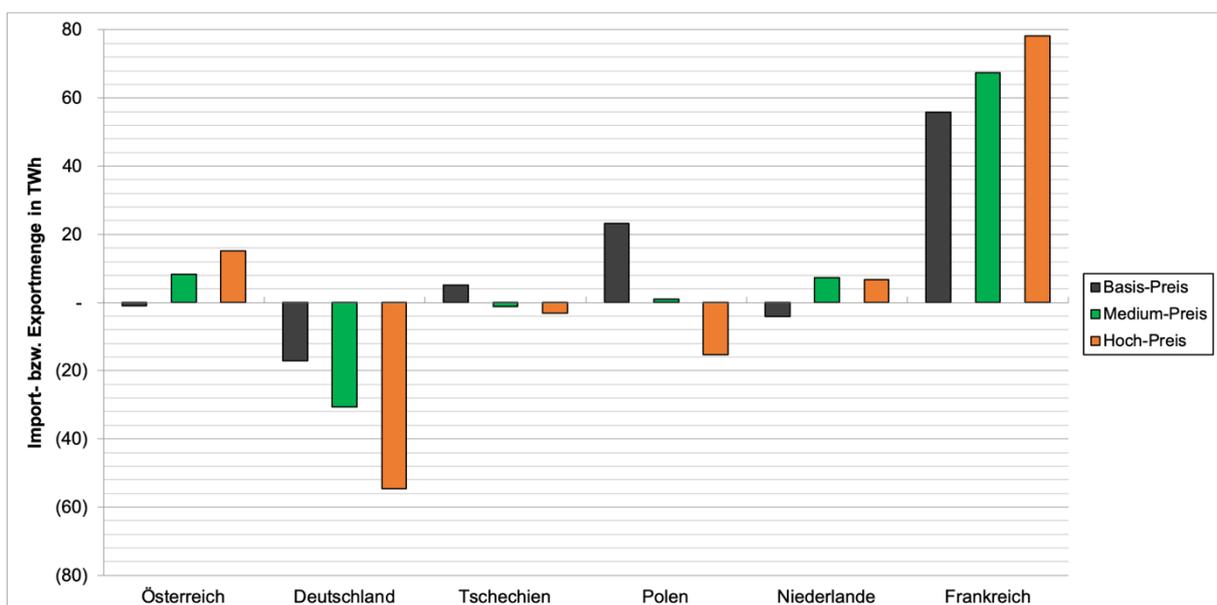


Abbildung 33: Import- bzw. Exportmengen ausgewählter Länder im Jahr 2030 je Szenario. (pos. Werte bedeuten Export).

Im *Basis-Preis*-Szenario ist zu erkennen, dass vor allem jene Länder mit einem großen Anteil an Kohle (Tschechien und Polen) im Jahr 2030 mehr Strom erzeugen als sie für die Deckung der Last benötigen würden. Mit steigendem Zertifikatspreis im *Medium-Preis*- bzw. *Hoch-Preis*-Szenario kommt es jedoch dazu, dass diese Länder zunehmend Strom importieren. Im Gegenzug exportieren bei steigenden Zertifikatspreisen vor allem jene Länder vermehrt Strom, deren Strommix eine vergleichsweise niedrigere CO₂-Intensität aufweist (Österreich und die Niederlande). Frankreich erzeugt große Teile seines Stroms durch Atomkraftwerke und exportiert große Mengen des erzeugten Stroms. Wie die Ergebnisse in ATLANTIS zeigen, wird Deutschland ab dem Jahr 2022 in der Folge des Atomausstiegs nicht mehr als Stromexporteur auftreten und ist über das ganze Jahr gesehen von ausländischen Stromimporten abhängig.

5.2.4 Kohleausstiegsszenario für Deutschland

Aufbauend auf den drei bisherigen Szenarien, die auf dem *Sustainable Transition*-Szenario basieren, wurde ein schrittweiser Ausstieg Deutschlands aus der Kohleverstromung simuliert³⁸. Deutschland plant ab 2038 keinen Strom mehr aus Kohle zu erzeugen und hat mit dem *Kohleverstromungsbeendigungsgesetz* bereits einen Plan erstellt, um „den Einsatz von Kohle in Deutschland sozialverträglich, schrittweise und möglichst stetig zu reduzieren und zu beenden“ (*Bundestag, 2020*)³⁹. In Tabelle 10 ist dargestellt, wie sich in Deutschland die Kapazitäten von Braun- und Steinkohleanlagen in den nächsten Jahren verändern sollen.

Tabelle 10: Geplante Veränderung der Kraftwerkskapazitäten nach §2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes. (Quelle: Bundestag (2020)).

	2022	2030	2038
Braunkohle	15 GW	9 GW	0 GW
Steinkohle	15 GW	8 GW	0 GW

In Abbildung 34 ist zu erkennen, wie sich auf Basis des *Sustainable Transition*-Szenarios die installierte Leistung in Deutschland mit bzw. ohne schrittweisen Kohleausstieg entwickeln würde. Ausgehend von einer Kohlekapazität von etwa 40 GW im Jahr 2020 ist zu sehen, dass im Zuge des Kohleausstiegs die Kapazitäten von Kohle bei den erwünschten 17 GW aus Tabelle 10 liegen. Ohne schrittweisen Kohleausstieg würde die installierte Leistung im Jahr 2030 etwa 24 GW betragen.

³⁸ Für die Integration des schrittweisen Kohleausstiegs aufbauend auf das *Sustainable Transition*-Szenario wird auf Pansi und Bachhiesl (2020) verwiesen.

³⁹ Auf die genaue Vorgangsweise des Kohleausstiegs wird in dieser Arbeit nicht näher eingegangen. Für weitere Informationen dazu wird auf Bundestag (2020) verwiesen.

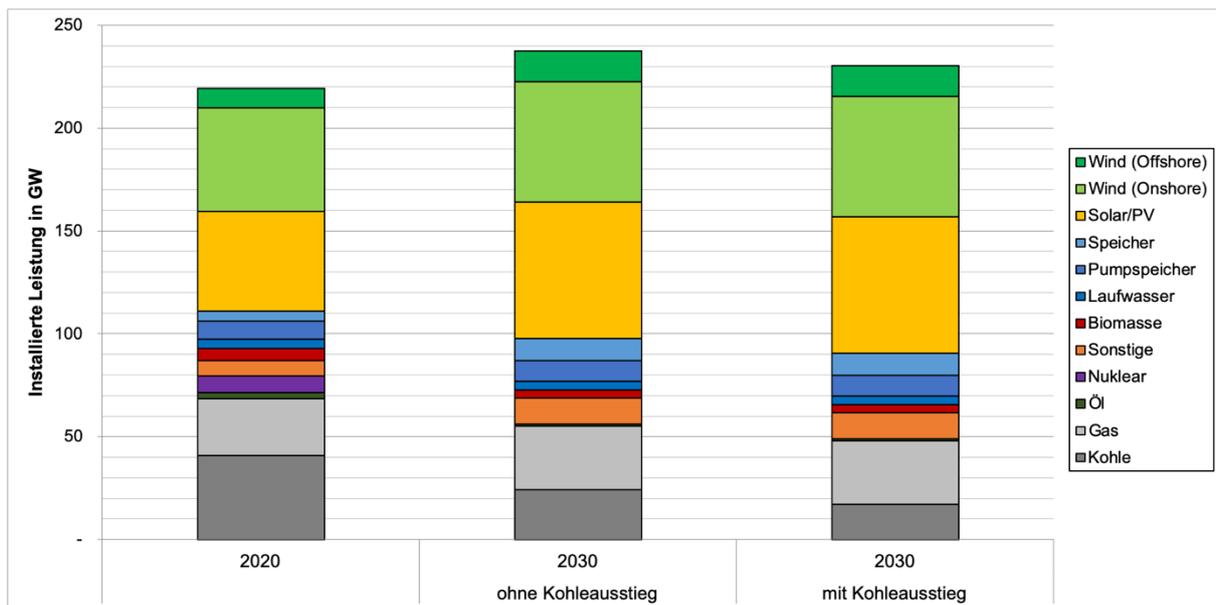


Abbildung 34: Installierte Leistung in Deutschland mit und ohne schrittweisem Kohleausstieg im Jahr 2030.

Die Ergebnisse dieser Simulationen sollen aufzeigen, welche möglichen Auswirkungen durch einen schrittweisen Kohleausstieg in Kombination mit einem möglichen Anstieg des CO₂-Preises eintreten könnten und wie sich in der Folge die Stromerzeugung in Deutschland und gesamtgesehen verändern würde. In den nächsten Abschnitten werden die Ergebnisse präsentiert, die einen Vergleich der produzierten Energie und der CO₂-Emissionen zeigen. Es gilt zu erwähnen, dass bereits mehr als zehn EU-Staaten angekündigt haben, noch vor 2030 aus der Kohleverstromung auszusteigen (EU-Kommission, 2020l).

5.2.4.1 Produzierte Energie

In Abbildung 35 ist deutlich zu erkennen, dass aufgrund des steigenden CO₂-Preises die Menge an produzierter Energie in Deutschland rückläufig ist und dass in der Folge des Kohleausstiegs dieser Rückgang noch verstärkt wird. Es ist zu sehen, dass sich die Stromerzeugung aus Kohle zwischen den Szenarien deutlich unterscheidet. Die Variation des CO₂-Preises je Szenario führt dazu, dass mit steigendem Zertifikatspreis die Kohlenutzung auch ohne Kohleausstieg stark abnimmt. Zusätzlich führt der schrittweise Kohleausstieg dazu, dass die Stromerzeugung aus Kohle in allen Szenarien noch weiter zurückgeht und somit im *Hoch-Preis*-Szenario in Kombination mit dem Kohleausstieg die geringste Menge an Strom aus Kohlekraft erzeugt wird. Im Gegensatz zu den zuvor beobachteten Ergebnissen ist hier nicht zu erkennen, dass der Rückgang an Kohle vollständig durch eine stärkere Nutzung von Gas kompensiert wird. Zudem muss auch beachtet werden, dass Deutschland bereits 2022 vollkommen aus der Stromerzeugung aus Nuklearenergie aussteigen wird und somit zusätzlich vor großen Herausforderungen steht.

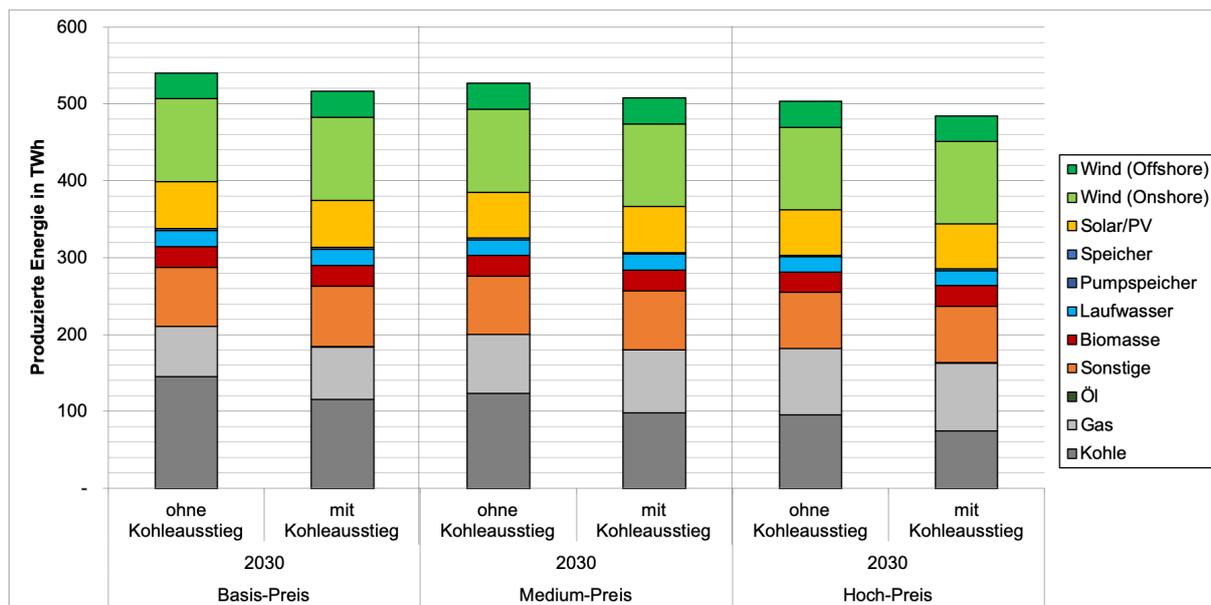


Abbildung 35: Produzierte Energie im Jahr 2030 je Kraftwerkstyp und Szenario mit und ohne Kohleausstieg für Deutschland.

Während es in Deutschland in der Folge des schrittweisen Kohleausstiegs bis 2030 zu erkennbaren Veränderungen kommt, ist der Umbruch über alle untersuchten Länder hinweg kaum zu erkennen. Ein schrittweiser Kohleausstieg Deutschlands führt über alle Länder gesehen zu keinen großen Veränderungen der produzierten Energie je Kraftwerkstyp und so geht in allen drei Szenarien die Kohlenutzung in der Folge des deutschen Kohleausstiegs nur leicht zurück. Es ist in den Ergebnissen jedoch wiederum ersichtlich, dass der Rückgang der Stromproduktion aus Kohle insgesamt durch eine vermehrte Nutzung von Gas kompensiert wird.

Während über alle Länder gesehen nur eher geringe Auswirkungen erkennbar sind, sind bei genauerem Blick auf die Nachbarländer von Deutschland durchaus Veränderungen zu erkennen. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass aufgrund des schrittweisen Kohleausstiegs die Importmengen in Deutschland über alle drei Szenarien viel höher sind als ohne Kohleausstieg. Gleichzeitig führt der Rückgang der Stromproduktion in Deutschland auch dazu, dass die Exportmengen in Polen und Tschechien, die wie schon erwähnt eine sehr CO₂-intensive Stromproduktion haben, wieder leicht ansteigen und somit die Stromproduktion aus Kohle von Deutschland in gewissem Ausmaß in benachbarte Länder verlagert wird. Bei höherem Zertifikatspreis gehen die Exportmengen in diesen Ländern jedoch auch zurück.

5.2.4.2 CO₂-Emissionen

In Abbildung 36 sind die Auswirkungen der einzelnen Szenarien für die Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland dargestellt. Hierbei ist wiederum deutlich zu erkennen, dass ein höherer CO₂-Zertifikatspreis zu einer geringeren Emissionsmenge führt und dass ein schrittweiser Kohleausstieg zudem zu einem Rückgang der Gesamtemissionen, aber vor allem der CO₂-Emissionen aus Kohlekraft, führt.

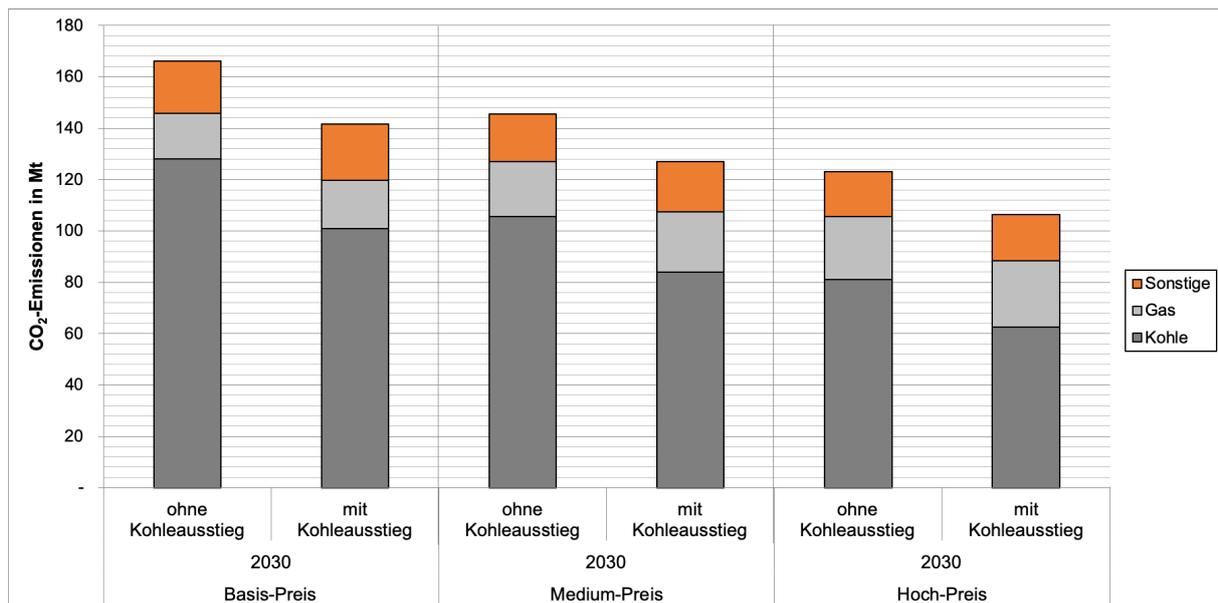


Abbildung 36: CO₂-Emissionen für Deutschland im Jahr 2030 je Szenario mit und ohne Kohleausstieg.

Über alle simulierten Länder hinweg hat der schrittweise Kohleausstieg Deutschlands nur einen marginalen Einfluss auf die gesamte CO₂-Emissionsmenge. Zwar sinkt der Anteil von Kohle an den Gesamtemissionen leicht, jedoch wird dieser Rückgang durch steigende CO₂-Emissionen anderer Kraftwerkstypen kompensiert. Das hängt wiederum damit zusammen, dass jene Länder, die bisher Strom aus Deutschland importiert haben, diese Strommengen nun zunehmend selbst erzeugen müssen und das in vielen Fällen mit Kraftwerken passiert, die im Vergleich zu den deutschen Kohlekraftwerken nicht bzw. nur kaum emissionsärmer Strom erzeugen.

5.3 Diskussion der Ergebnisse

Ziel dieser Arbeit war es zu untersuchen, wie sich das Emissionshandelssystem in der nächsten Phase auf die Elektrizitätswirtschaft in Europa auswirken wird. Da die Entwicklung des Zertifikatspreises derzeit schwer vorherzusagen ist, wurde durch die Wahl von drei Szenarien ein Preisbereich abgedeckt, in welchem sich der Zertifikatspreis in der nächsten Phase bewegen könnte.

Es ist festzuhalten, dass es in den nächsten Jahren durchaus zu einer Steigerung der erneuerbaren Energien kommt und diese eine bedeutende Rolle im europäischen Stromsektor einnehmen werden. Aus den Simulationsergebnissen geht jedoch hervor, dass eine Variation des CO₂-Preises den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern kaum betrifft. Das hängt vor allem auch damit zusammen, dass die Annahmen bezüglich der installierten Leistung und der Stromnachfrage aus dem *TYNDP 2018* entnommen wurden und daher nicht explizit auf die gewählten und sich je Szenario verändernden CO₂-Preise reagieren. Viel mehr führt die Variation des Zertifikatspreises zu deutlichen Veränderungen beim Einsatz von Kohle- und Gaskraftwerken. Es wurde zudem gezeigt, dass das derzeitige Preisniveau, wie es durch das *Basis-Preis*-Szenario abgebildet ist, in der nächsten Phase des EU-ETS kaum zu

weiteren Veränderungen bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern über alle betrachteten Länder führen wird und somit auch die CO₂-Emissionen nur minimal zurückgehen werden. Erst mit der Umsetzung von Reformen und einem damit verbundenen Preisanstieg im EU-ETS kommt es zu spürbaren Veränderungen im Stromsektor. Diese Veränderungen sind durch einen deutlichen Rückgang der Kohleverstromung und einen Anstieg der Stromerzeugung aus Gas in beiden Szenarien deutlich erkennbar, wobei im *Hoch-Preis*-Szenario diese Veränderungen naturgemäß in größerem Ausmaß stattfinden. Damit verbunden ist auch ein deutlicher Rückgang der CO₂-Emissionen im Stromsektor.

Anhand der Simulationsergebnisse wurde sehr deutlich sichtbar, dass vor allem der Energieträger Gas in den nächsten Jahren von enormer Bedeutung sein wird. Einerseits werden Gaskraftwerke mit steigendem CO₂-Preis zunehmend zur Deckung der Grundlast und von Lastspitzen eingesetzt und andererseits werden sie durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energieträger (so lange noch keine großen Speicheralternativen vorhanden sind) notwendig sein, um die Variation dieser auszugleichen. Dieses Ergebnis bestätigt auch das *Impact Assessment* der (EU-Kommission, 2020). Die EU-Kommission gibt darin an, dass der *Switch* von Kohle zu Gas vor allem in der kurzen Frist zu signifikanten Emissionsreduktionen führen kann. Zudem seien Gaskraftwerke mittelfristig relevant, da diese die notwendige Flexibilität bieten, um vermehrt erneuerbare Energieträger in den Strommix aufzunehmen. Langfristig gesehen muss die Nutzung von Gas jedoch sinken, um die Klimaziele zu erreichen.

Obwohl das EU-ETS nur für sich alleine betrachtet wurde, ist der Einfluss auf die europäische Elektrizitätswirtschaft anhand der vorliegenden Simulationsergebnisse nicht von der Hand zu weisen. Bei der Betrachtung der Ergebnisse muss jedoch beachtet werden, dass hier vor allem mehrere Instrumente bzw. politische Maßnahmen (auf nationaler als auch auf europäischer Ebene) nebeneinander wirken, welche sich in ihrer Wirkungsweise teilweise gegenseitig beeinflussen und so das Gesamtergebnis unter Einbeziehung weiterer regulatorischer Maßnahmen vermutlich anders aussehen würde. Es muss dennoch betont werden, dass der Emissionshandel aufgrund der Tatsache, dass es ein Instrument ist, welches länderübergreifend wirkt, natürlich einen viel größeren Hebel hat, als es nationale Maßnahmen für einzelne Länder haben. Das wurde in dieser Arbeit, unter Bezugnahme auf den deutschen Kohleausstieg, auch versucht zu zeigen. Die Integration des schrittweisen Kohleausstieg für Deutschland hat gezeigt, dass ein ordnungspolitisches Instrument für ein Land zwar zu großen Veränderungen innerhalb des Landes führen kann, diese in einer gesamtheitlichen Betrachtung (sofern diese in nur einem Land stattfinden) aber eher nur geringe Auswirkungen haben.

Obwohl in dieser Arbeit nur der Einfluss des Zertifikatspreises betrachtet wurde, muss natürlich auch bedacht werden, dass die Entstehung der Ergebnisse auch von anderen Daten abhängt. Diese sind in dieser Arbeit zum Großteil aufgrund von Annahmen der IEA und der ENTSO-E getroffen worden und unterliegen naturgemäß auch großen Unsicherheiten. Dies

trifft vor allem auf Preisannahmen im gewählten Szenario zu. Hierbei muss auch angemerkt werden, dass die Szenarien des *TYNDP 2018* noch auf älteren Klimazielen basieren und nicht auf das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 bzw. der verschärften Ziele bis 2030 ausgerichtet sind und daher auch Abweichungen zu erwarten sind.

6 Schlussfolgerung

Das EU-ETS ist seit dem Jahr 2005 in Kraft und sorgt seither dafür, dass die Betreiber von fossilen Kraftwerken mit Mehrkosten pro emittierter Tonne CO₂ belastet sind. Der Zertifikatspreis, welcher im Laufe der Zeit von unterschiedlichen Faktoren und Ereignissen beeinflusst wurde, hat sich jedoch nie lange auf einem Niveau gehalten, sodass die zusätzlichen Kosten keinen drastischen Einfluss auf die Stromerzeugung von fossilen Kraftwerken hatten. Erst mit dem Preisanstieg Mitte 2018 ist der Zertifikatspreis seither auf ein beachtliches Niveau geklettert, welches auch bereits zu einem erkennbaren Rückgang in der Stromerzeugung aus Kohle geführt hat.

Die EU-Kommission hat im Dezember 2019 angekündigt, die Klimaziele im Rahmen des *Green Deals* deutlich zu verschärfen. Diese Reformen können in der Folge auch dazu führen, dass der Zertifikatspreis im Vergleich zum derzeitigen Niveau ansteigt. In welchem Ausmaß der Preisanstieg stattfindet, wird sehr stark davon abhängen, wie die EU im Rahmen des *Green Deals* die regulatorischen Rahmenbedingungen des EU-ETS bzw. anderer Regularien einstellen wird. Sicher ist jedoch, dass ein Preisanstieg zu zusätzlichen Kosten für die Betreiber von fossilen Kraftwerken führen wird. Wie die Ergebnisse zeigen, wird es mit einer starken Steigerung des Zertifikatspreises zu einem massiven Rückgang der Kohlenutzung kommen. Sehr deutlich ist in den Ergebnissen auch zu erkennen, dass der Rückgang der Kohlenutzung durch eine verstärkte Nutzung des Energieträgers Gas ausgeglichen wird und Gas deshalb in den nächsten Jahren als wichtiger Energieträger für einen Übergang zu einem System, welches noch viel stärker auf der Nutzung von erneuerbaren Energieträgern basiert, notwendig ist. Die rückläufige Nutzung von Kohle führt auch zu einem Rückgang der CO₂-Emissionen im Stromsektor. Zudem zeigen die Ergebnisse, dass eine Reform des Emissionshandels in Kombination mit dem Kohleausstieg Deutschlands innerhalb des Landes zu deutlichen Emissionsreduktionen führt, jedoch europaweit gesehen eher kaum Wirkungen erkennbar sind.

Wie in dieser Arbeit gezeigt wurde, hat das EU-ETS bei alleiniger Betrachtung durchaus einen großen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft in Europa. In welchem Ausmaß dieser Einfluss in den nächsten Jahren wirklich eintritt, wird sehr stark davon abhängen, wie ambitioniert die EU im Jahr 2021 bei der Umsetzung der Reformen im Rahmen des *Green Deals* und der Wahl der Instrumente vorgeht. Es wäre jedoch ratsam, dem Emissionshandel in Zukunft weiterhin einen großen Anteil der Ambitionen zu überlassen und gegenüber ordnungspolitischen Maßnahmen vorzuziehen. Einerseits aufgrund der Tatsache, dass das EU-ETS das Emissionsziel theoretisch zu geringsten Kosten erreichen kann und andererseits die Wirkung unmittelbar erfolgen würde, da das Instrument bereits besteht und nicht erst über langwierige Prozesse in die Gesetzestexte einzelner Mitgliedsstaaten übertragen werden müsste.

Abkürzungsverzeichnis

BAU	Business as Usual
CDM	Clean Development Mechanism
CO ₂	Kohlendioxid
CO _{2eq}	CO ₂ -Äquivalent
COP	Conference of the Parties
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU-Emission Trading System
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampf
JI	Joint Implementation
LRF	linearer Reduktionsfaktor
MSR	Marktstabilitätsreserve
N ₂ O	Distickstoffoxid
NAP	nationaler Allokationsplan
NZ ETS	New Zealand Emissions Trading Scheme
PFC	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
ppm	parts per million
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
RL	Richtlinie
THG	Treibhausgas
TNAC	Total Number of Allowances in Circulation
UNFCCC	United Nation Framework Convention on Climate Change

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Berechnung der CO ₂ -Kosten pro erzeugter MWh Strom für unterschiedliche Energieträger. (Quelle: Eigene Berechnung mit Daten aus Konstantin (2009) und Nuclear Energy Agency et al. (2015)).	28
Tabelle 2: Effizienzwerte für die Berechnung der drei Switching-Preise. (Quelle: Marcu et al. (2020)).	53
Tabelle 3: Reduktionsziele und LRF je nach Zielpfad. (Quelle: Eigene Berechnungen und Marcu et al. (2020)).	56
Tabelle 4: Entwicklung des Zertifikatspreises bei der Umsetzung des Basis-Reduktionsziels.	60
Tabelle 5: Entwicklung des Zertifikatspreises bei der Umsetzung des 50%-Reduktionsziels..	60
Tabelle 6: Entwicklung des Zertifikatspreises bei der Umsetzung des 55%-Reduktionsziels..	61
Tabelle 7: Auflistung jener Länder, die in den Simulationen betrachtet wurden.	67
Tabelle 8: Veränderung der produzierten Energie von Kohle und Gas je Szenario von 2020 bis 2030.	74
Tabelle 9: Veränderung der CO ₂ -Emissionen je Szenario von 2020 bis 2030.	77
Tabelle 10: Geplante Veränderung der Kraftwerkskapazitäten nach §2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes. (Quelle: Bundestag (2020)).	79

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: CO ₂ -Emissionen der 16 Länder mit den höchsten CO ₂ -Emissionen im Jahr 2019 und Anteile jener Länder an den gesamten CO ₂ -Emissionen. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Crippa et al. (2020)).	12
Abbildung 2: CO ₂ -Emissionen der EU28 im Jahr 2019 und Anteile der einzelnen Länder an den gesamten CO ₂ -Emissionen. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Crippa et al. (2020)).	13
Abbildung 3: Einteilung von Kraftwerken nach Art des Prozesses. (Quelle: Konstantin (2009)).	23
Abbildung 4: Eingesetzte Energieträger zur Stromerzeugung der EU28 im zeitlichen Verlauf. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Ember Climate (2020a)).	25
Abbildung 5: Relativer Anteil der eingesetzten Energieträger an der Stromerzeugung ausgewählter EU-Länder im Jahr 2019. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Agora Energiewende und Sandbag (2020)).	25
Abbildung 6: Stromerzeugung und CO ₂ -Intensität ausgewählter Länder für das Jahr 2019. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Agora Energiewende und Sandbag (2020) und Ember Climate (2020a)).	26
Abbildung 7: Merit-Order ohne CO ₂ -Zertifikatskosten. (Quelle: Eigene Darstellung).	27
Abbildung 8: Merit-Order inklusive CO ₂ -Zertifikatskosten. (Quelle: Eigene Darstellung).	28
Abbildung 9: Zeitliche Einteilung des EU-ETS. (Quelle: Eigene Darstellung).	33
Abbildung 10: Verifizierte Emissionen im EU-ETS seit 2005 inklusive Aufteilung der Emissionen nach Sektoren. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2020b)).	34
Abbildung 11: Menge der ausgegebenen Zertifikate und der verifizierten Emissionen der ersten Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2020b)).	38
Abbildung 12: Entwicklung des Zertifikatspreises (Forward-Preis für 2007) über die gesamte 1.Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2012)).	39
Abbildung 13: Menge der ausgegebenen Zertifikate, der verifizierten Emissionen und des Überschusses der zweiten Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus European Environment Agency (2016)).	43
Abbildung 14: Entwicklung des Zertifikatspreises über die gesamte 2.Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Ember Climate (2020b)).	44
Abbildung 15: Schematische Darstellung der Funktionsweise der MSR. (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Deutsche Emissionshandelsstelle (2014)).	48
Abbildung 16: Entwicklung des Überschusses (TNAC) und der Menge an Zertifikaten in der MSR bis 2030. (Quelle: European Environment Agency (2019a)).	49
Abbildung 17: Menge der ausgegebenen Zertifikate, der verifizierten Emissionen und des Überschusses der dritten Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus EU-Kommission	

(2020a, 2020j, 2019c, 2018) und European Environment Agency (2020b, 2019b, 2017, 2016)).....	51
Abbildung 18: Entwicklung des Zertifikatspreises über die gesamte 3.Phase. (Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Ember Climate (2020b)).	52
Abbildung 19: Verlauf der drei Switching-Preise und des Zertifikatspreises (rot) von 2014 bis Anfang 2020. (Quelle: Marcu et al. (2020)).	53
Abbildung 20: Verlauf der Obergrenze bei unterschiedlichen Treibhausgasreduktionszielen. (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Marcu et al. (2020)).....	56
Abbildung 21: Entwicklung des Zertifikatspreises in Abhängigkeit der wirtschaftlichen Entwicklung aufgrund der Corona-Krise. (Quelle: Pittel et al. (2020)).....	63
Abbildung 22: ATLANTIS mit Netz und Kraftwerken. (Quelle: Pansi und Bachhiesl (2020))..	66
Abbildung 23: Zertifikatspreisentwicklung bis ins Jahr 2030.	69
Abbildung 24: Entwicklung der installierten Leistung je Kraftwerkstyp für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.	71
Abbildung 25: Anteil je Kraftwerkstyp an der installierten Leistung für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.	71
Abbildung 26: Jährliche Änderung der installierten Leistung aller untersuchten Länder in ATLANTIS.	72
Abbildung 27: Entwicklung der produzierten Energie je Szenario für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.	73
Abbildung 28: Produzierte Energie aus Kohle und Gas für 2020 und je Szenario für 2030 aller untersuchten Länder in ATLANTIS.	74
Abbildung 29: Anteil der produzierten Energie je Kraftwerkstyp und Szenario für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.	75
Abbildung 30: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2030 je Szenario für alle untersuchten Länder in ATLANTIS.	76
Abbildung 31: Entwicklung der prozentuellen Anteile an den gesamten CO ₂ -Emissionen bis 2030 je Szenario.....	77
Abbildung 32: Entwicklung der CO ₂ -Intensität aller untersuchten Länder in ATLANTIS.....	78
Abbildung 33: Import- bzw. Exportmengen ausgewählter Länder im Jahr 2030 je Szenario. (pos. Werte bedeuten Export).	78
Abbildung 34: Installierte Leistung in Deutschland mit und ohne schrittweisem Kohleausstieg im Jahr 2030.....	80
Abbildung 35: Produzierte Energie im Jahr 2030 je Kraftwerkstyp und Szenario mit und ohne Kohleausstieg für Deutschland.	81
Abbildung 36: CO ₂ -Emissionen für Deutschland im Jahr 2030 je Szenario mit und ohne Kohleausstieg.....	82

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende, Öko-Institut, 2018. Vom Wasserbett zur Badewanne. Agora Energiewende und Öko-Institut.
- Agora Energiewende, Sandbag, 2020. The European Power Sector in 2019 - Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition. Berlin.
- Alberola, E., Chevallier, J., Chèze, B., 2008. Price drivers and structural breaks in European carbon prices 2005–2007. *Energy Policy* 36, 787–797.
- Aldy, J.E., Stavins, R.N., 2012. The Promise and Problems of Pricing Carbon: Theory and Experience. *The Journal of Environment & Development* 21, 152–180.
- Bruninx, K., Ovaere, M., Delarue, E., 2019. The Long-Term Impact of the Market Stability Reserve on the EU Emission Trading System.
- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2018. mission2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie.
- Bundestag, 2020. Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz).
- Convery, F.J., 2009. Origins and Development of the EU ETS. *Environ Resource Econ* 43, 391–412.
- Convery, F.J., Redmond, L., 2013. The European Union Emissions Trading Scheme: Issues in Allowance Price Support and Linkage. *Annu. Rev. Resour. Econ.* 5, 301–324.
- Convery, F.J., Redmond, L., 2007. Market and Price Developments in the European Union Emissions Trading Scheme. *Review of Environmental Economics and Policy* 1, 88–111.
- Cramton, P., Kerr, S., 2002. Tradeable carbon permit auctions. *Energy Policy* 30, 333–345.
- Crastan, V., 2017. Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung, in: *Elektrische Energieversorgung 2*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 93–265.
- Crippa, M., Guizzardi, D., Muntean, M., Schaaf, E., Solazzo, E., Monforti-Ferrario, F., Olivier, J.G.J., Vignati, E., 2020. Fossil CO2 emissions of all world countries - 2020 Report. (No. EUR 30358 EN). Luxembourg.
- De Clara, S., Mayr, K., 2018. The EU ETS phase IV reform: implications for system functioning and for the carbon price signal. OIES–Oxford Energy Insight.
- Delarue, E., D’haeseleer, W., 2008. Greenhouse gas emission reduction by means of fuel switching in electricity generation: Addressing the potentials. *Energy Conversion and Management* 49, 843–853.
- Delarue, E., Lamberts, H., D’haeseleer, W., 2007. Simulating greenhouse gas (GHG) allowance cost and GHG emission reduction in Western Europe. *Energy* 32, 1299–1309.
- Delarue, E., Voorspools, K., D’haeseleer, W., 2008. Fuel Switching in the Electricity Sector under the EU ETS: Review and Prospective. *J. Energy Eng.* 134, 40–46.
- Delarue, E.D., D’haeseleer, W.D., 2007. Price determination of ETS allowances through the

- switching level of coal and gas in the power sector. *Int. J. Energy Res.* 31, 1001–1015.
- Delreux, T., Happaerts, S., 2016. *Environmental policy and politics in the European Union, The european union series.* Palgrave Macmillan, London ; New York, NY.
- Deutsche Emissionshandelsstelle, 2020. Emissionshandel: Deutsche Anlagen stießen 2019 14 Prozent weniger CO₂ aus [Onlinequelle]. URL https://www.dehst.de/SharedDocs/pressemitteilungen/DE/2020_021_VET.html (abgerufen am 08.06.2020).
- Deutsche Emissionshandelsstelle, 2014. *Stärkung des Emissionshandels - Diskussionsbeitrag zur Ausgestaltung der Marktstabilitätsreserve (MSR).* Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt), Berlin.
- Die neue Volkspartei, Die Grünen, 2020. *Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 - 2024.*
- Egenhofer, C., 2007. The Making of the EU Emissions Trading Scheme: *European Management Journal* 25, 453–463.
- Elkerbout, M., Egenhofer, C., 2017. The EU ETS price may continue to be low for the foreseeable future - Should we care? (No. No 2017/22). CEPS, Brüssel.
- Ellerman, A.D., Buchner, B.K., 2008. Over-Allocation or Abatement? A Preliminary Analysis of the EU ETS Based on the 2005–06 Emissions Data. *Environ Resource Econ* 41, 267–287.
- Ellerman, A.D., Buchner, B.K., 2007. The European Union Emissions Trading Scheme: Origins, Allocation, and Early Results. *Review of Environmental Economics and Policy* 1, 66–87.
- Ellerman, A.D., Joskow, P.L., 2008. The European Union’s Emissions Trading System in perspective. *Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts.*
- Ellerman, A.D., Marcantonini, C., Zaklan, A., 2014. The EU ETS: Eight Years and Counting. *SSRN Journal.*
- Ember Climate, 2020a. The European Power Sector in 2019 - Coal collapses, overtaken by wind and solar [Onlinequelle]. URL <https://ember-climate.org/project/power-2019/> (abgerufen am 20.05.2020).
- Ember Climate, 2020b. Carbon Price Viewer [Onlinequelle]. URL <https://ember-climate.org/carbon-price-viewer/> (abgerufen am 27.07.2020).
- ENSTO-E, 2020. Maps & Data [Onlinequelle]. Maps & Data. URL <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/> (abgerufen am 05.11.2020).
- ENSTO-E, ENTSO-G, 2020. *TYNDP 2020 - Scenario Building Guidelines.* Brüssel.
- ENTSO-G, ENSTO-E, 2018. *TYNDP 2018 - Scenario Report.* Brüssel.
- Erbach, G., 2020. Impact of the coronavirus on climate action and the European Green Deal (No. PE 649.370). *Europäisches Parlament.*
- Erdmann, G., Zweifel, P., 2008. *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen.* Springer, Berlin Heidelberg.
- EU, 2018. *RICHTLINIE (EU) 2018/410 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung*

kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO₂-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814.

EU, 2015. BESCHLUSS (EU) 2015/1814 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 6. Oktober 2015 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG.

EU, 2014. VERORDNUNG (EU) Nr. 176/2014 DER KOMMISSION vom 25. Februar 2014 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 1031/2010 insbesondere zur Festlegung der im Zeitraum 2013-2020 zu versteigernden Mengen Treibhausgasemissionszertifikate.

EU, 2009. RICHTLINIE 2009/29/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.

EU, 2004. RICHTLINIE 2004/101/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls.

EU, 2003. RICHTLINIE 2003/87/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

EU-Kommission, 2020a. REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL - Report on the functioning of the European carbon market (No. COM(2020) 740 final). EU-Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2020b. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT: IMPACT ASSESSMENT – Stepping up Europe’s 2030 climate ambition - Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people (No. SWD(2020) 176 final-part 1/2). EU-Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2020c. Klima- und Energiepaket 2020 [Onlinequelle]. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_de (abgerufen am 27.05.2020).

EU-Kommission, 2020d. Klima- und energiepolitischer Rahmen bis 2030 [Onlinequelle]. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de (abgerufen am 27.05.2020).

EU-Kommission, 2020e. Langfristige Strategie - Zeithorizont 2050 [Onlinequelle]. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de (abgerufen am 20.07.2020).

EU-Kommission, 2020f. Lastenteilung: Emissionsziele der Mitgliedstaaten [Onlinequelle]. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/effort_de (abgerufen am 20.07.2020).

EU-Kommission, 2020g. Emissionshandelssystem (EU-EHS) [Onlinequelle]. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de (abgerufen am 21.07.2020).

EU-Kommission, 2020h. Phasen 1 und 2 (2005-2012) [Onlinequelle]. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013_de (abgerufen am 15.04.2020).

EU-Kommission, 2020i. Verwendung internationaler Gutschriften [Onlinequelle]. URL

https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/credits_de#tab-0-0 (abgerufen am 26.07.2020).

EU-Kommission, 2020j. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION - Publication of the total number of allowances in circulation in 2019 for the purposes of the Market Stability Reserve under the EU Emissions Trading System established by Directive 2003/87/EC (No. C(2020) 2835 final). EU-Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2020k. BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT - Bericht über das Funktionieren des CO₂-Marktes der EU (No. COM(2019) 557 final/2). Europäische Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2020l. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT Accompanying the document COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people (No. SWD(2020) 176 final-part 2/2). EU-Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2020m. Überarbeitung für Phase 4 (2021-2030) [Onlinequelle]. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_de (abgerufen am 02.06.2020).

EU-Kommission, 2020n. European Economic Forecast - Autumn 2020 (No. Institutional Paper 136). EU-Kommission.

EU-Kommission, 2019a. MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN RAT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN - Der europäische Grüne Deal (No. COM(2019) 640 final). EU-Kommission.

EU-Kommission, 2019b. Publication of the total number of allowances in circulation in 2018 for the purposes of the Market Stability Reserve under the EU Emissions Trading System established by Directive 2003/87/EC. EU-Kommission.

EU-Kommission, 2019c. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION - Publication of the total number of allowances in circulation in 2018 for the purposes of the Market Stability Reserve under the EU Emissions Trading System established by Directive 2003/87/EC (No. C(2019) 3288 final). EU-Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2018. BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT - Bericht über das Funktionieren des europäischen CO₂-Marktes (No. COM(2018) 842 final). Europäische Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2015. Carbon Market Report 2015 (No. COM(2015) 576 final). Europäische Kommission, Brüssel.

EU-Kommission, 2012. BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT - Die Lage des CO₂-Marktes in der EU im Jahr 2012 (No. COM(2012) 652 final). EU-Kommission, Brüssel.

European Environment Agency, 2020a. Climate change mitigation [Onlinequelle]. Climate change mitigation. URL <https://www.eea.europa.eu/themes/climate> (abgerufen am 26.05.2020).

European Environment Agency, 2020b. EU Emissions Trading System (ETS) data viewer [Onlinequelle]. URL <https://www.eea.europa.eu/data-and->

- maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1 (abgerufen am 22.07.2020).
- European Environment Agency, 2019a. The EU Emissions Trading System in 2019: trends and projections.
- European Environment Agency, 2019b. Trends and projections in the EU ETS in 2019 - The EU Emissions Trading System in numbers (No. ETC/CME 3/2019). Publications Office, Mol.
- European Environment Agency, 2018. Trends and projections in the EU ETS in 2018 - The EU Emissions Trading System in numbers. Publications Office, LU.
- European Environment Agency, 2017. Trends and projections in the EU ETS in 2017 - The EU Emissions Trading System in numbers. Publications Office, LU.
- European Environment Agency, 2016. Trends and projections in the EU ETS in 2016 - The EU Emissions Trading System in numbers. Publications Office, LU.
- European Environment Agency, 2013. Trends and projections in Europe 2013 (No. 10/2013). European Environment Agency, Copenhagen.
- European Environment Agency, 2012. EUA future prices 2005-2011 [Onlinequelle]. URL <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/eua-future-prices-200520132011> (abgerufen am 16.05.2020).
- European Environment Agency, 2011. Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2011 (No. 4/2011). European Environment Agency, Copenhagen.
- Frondel, M., Schmidt, C.M., Vance, C., 2012. Emissions trading: Impact on electricity prices and energy-intensive industries. *Intereconomics* 47, 104–111.
- Gaugl, R., Bachhiesl, U., Pansi, C., 2019. Techno-economic analysis of the sustainable transition scenario, TYNDP 2018, in: 28th International Expert Meeting Komunalna Energetika Power Engineering 2019.
- Goulder, L.H., Parry, I.W.H., 2008. Instrument Choice in Environmental Policy. *Review of Environmental Economics and Policy* 2, 152–174.
- Hahn, R., Stavins, R., 2010. The Effect of Allowance Allocations on Cap-and-Trade System Performance (No. w15854). National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA.
- Hepburn, C., Neuhoff, K., Acworth, W., Burtraw, D., Jotzo, F., 2016. The economics of the EU ETS market stability reserve. *Journal of Environmental Economics and Management* 80, 1–5.
- Hintermann, B., Peterson, S., Rickels, W., 2016. Price and Market Behavior in Phase II of the EU ETS: A Review of the Literature: Appendix Table 1. *Rev Environ Econ Policy* 10, 108–128.
- Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2020. ATLANTIS - Modell der Europäischen Elektrizitätswirtschaft [Onlinequelle]. URL <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/> (abgerufen am 31.08.2020).
- Kirat, D., Ahamada, I., 2011. The impact of the European Union emission trading scheme on the electricity-generation sector. *Energy Economics* 33, 995–1003.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 2000. Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union (No. KOM(2000) 87 endgültig).

- Konstantin, P., 2009. Praxisbuch Energiewirtschaft. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
- Linares, P., Batlle, C., Pérez-Arriaga, I.J., 2013. Environmental Regulation, in: Pérez-Arriaga, I.J. (Ed.), Regulation of the Power Sector, Power Systems. Springer London, London, pp. 539–579.
- Mansanet-Bataller, M., Pardo, A., Valor, E., 2007. CO2 Prices, Energy and Weather. EJ 28.
- Marcu, A., Vangenechten, D., Alberola, E., Olsen, J., Caneill, J.-Y., Schleicher, S., de Rafael, R., 2020. 2020 State of the EU ETS Report. ERCST, Wegener Center, BloombergNEF and Ecoact.
- Niederhausen, H., Burkert, A., 2014. Die Etablierten, in: Elektrischer Strom: Gestehung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung elektrischer Energie im Kontext der Energiewende. Springer Vieweg, Wiesbaden.
- NOAA, 2020. Trends in Atmospheric Carbon Dioxide [Onlinequelle]. URL <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/> (abgerufen am 03.10.2020).
- Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, OECD, 2015. Projected Costs of Generating Electricity 2015. OECD.
- Osorio, S., Tietjen, O., Pahle, M., Pietzcker, R., Edenhofer, O., 2020. Reviewing the Market Stability Reserve in light of more ambitious EU ETS emission targets.
- Pansi, C., 2018. Modellierung und Analyse eines europäischen Kraftwerkentwicklungsszenarios (Masterarbeit). TU Graz, Graz.
- Pansi, C., Bachhiesl, U., 2020. Teilautomatisierte Modellierung und Analyse möglicher europäischer Kraftwerkentwicklungsszenarien, in: 16. Symposium Energieinnovation: ENERGY FOR FUTURE-Wege Zur Klimaneutralität.
- Pepermans, G., Morbee, J., Ovaere, M., Proost, S., 2019. Energy economics. Acco, Leuven; Den Haag.
- Perino, G., Willner, M., 2017. EU-ETS Phase IV: allowance prices, design choices and the market stability reserve. Climate Policy 17, 936–946.
- Perman, R., Ma, Y., McGilvray, J., Common, M. (Eds.), 2009. Natural resource and environmental economics, 3. ed., [Nachdr.]. ed. Pearson/Addison Wesley, Harlow.
- Pietzcker, R.C., Osorio, S., Rodrigues, R., 2020. Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector.
- Pittel, K., Cordt, H., Gschnaller, S., Mier, M., Azarova, V., 2020. Die Coronakrise und ihre Auswirkungen auf den Europäischen Emissionshandel. ifo Schnelldienst 73, 67–71.
- Praktiknjo, A., 2013. Sicherheit der Elektrizitätsversorgung Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden.
- Pyрка, M., Tobiasz, I., Boratynski, J., Jeszke, R., Mzyk, P., 2020. The European Green Deal Impact on the GHG's Emission Reduction Target for 2030 and on the EUA Prices. Centre for Climate and Energy Analyses, Warschau.
- Quemin, S., 2020. Using supply-side policies to raise ambition: the case of the EU ETS and the 2021 review.

- Rickels, W., Duscha, V., Keller, A., Peterson, S., 2007. The Determinants of Allowance Prices in the European Emissions Trading Scheme – Can We Expect an Efficient Allowance Market 2008? (Kiel Working Paper No. No. 1387). Kiel Institute for the World Economy (IfW), Kiel.
- Rickels, W., Görlich, D., Peterson, S., 2015. Explaining European Emission Allowance Price Dynamics: Evidence from Phase II. *German Economic Review* 16, 181–202.
- Rickels, W., Peterson, S., Felbermayr, G., 2019. Schrittweise zu einem umfassenden europäischen Emissionshandel (Kiel Policy Brief No. 127). Kiel Institute for the World Economy (IfW), Kiel.
- Rosendahl, K.E., 2019. EU ETS and the waterbed effect. *Nat. Clim. Chang.* 9, 734–735.
- Schmalensee, R., Stavins, R.N., 2017. Lessons Learned from Three Decades of Experience with Cap and Trade. *Review of Environmental Economics and Policy* 11, 59–79.
- Schumacher, I., Würfel, P., 2015. Der Strommarkt und die Strompreisbildung, in: *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 9–37.
- Schumacher, K., Cludius, J., Matthes, F., Diekmann, J., Zaklan, A., Schleich, J., 2012. Price determinants of the European carbon market and interactions with energy markets. Environmental Research of the German Federal Ministry of the Environment, Nature conservation and Nuclear Safety, project-no.(FKZ) 3709, 503.
- Sijm, J., Bakker, S., Chen, Y., Harmsen, H., Lise, W., 2005. CO 2 price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity.
- Skjærseth, J.B., Wettestad, J., 2008. Implementing EU emissions trading: success or failure? *Int Environ Agreements* 8, 275–290.
- Stavins, R.N., 2001. Experience with Market-Based Environmental Policy Instruments. *Resources for the Future*, Washington, D.C.
- Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G., Feichtinger, G., 2016. ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector. *Cent Eur J Oper Res* 24, 965–988.
- Sturm, B., Vogt, C., 2011. *Umweltökonomik, Physica-Lehrbuch*. Physica-Verlag HD, Heidelberg.
- Umweltbundesamt, 2020. Handelbare Einheiten [Onlinequelle]. Österreichische Emissionshandelsregisterstelle. URL <https://www.emissionshandelsregister.at/emissionshandel/handelbareeinheiten> (abgerufen am 01.07.2020).
- Umweltbundesamt, 2019. *Klimaschutzbericht 2019 (No. REP-0702)*. Umweltbundesamt, Wien.
- United Nations, 1992. *United Nations Framework Convention on Climate Change*.

Anhang 1

Annahmen der drei Szenarien aus dem TYNDP 2018: (Quelle: ENTSO-G und ENSTO-E (2018)).

Scenario		Global Climate Action	Sustainable Transition	Distributed Generation
Category	Criteria	Parameter		
Macroeconomic Trends	Climate action driven by	Global ETS	EU ETS & direct RES subsidies	EU ETS
	EU on track to 2030 target?	Beyond	On track	Slightly beyond
	EU on track to 2050 target?	On track	Slightly behind	On track
	Economic conditions	High growth	Moderate growth	High growth
Transport	Electric and hybrid vehicles	High growth	Moderate growth	Very high growth
	Gas vehicles	High growth	Very high growth	Low growth
Residential/ Commercial	Demand flexibility	High growth	Moderate growth	Very high growth
	Electricity demand	Moderate growth	Stable	Moderate growth
	Gas demand	Reduction	Slight reduction	Reduction
	Electric heat pump	High growth	Low growth	Moderate growth
	Energy efficiency	High growth	Moderate growth	High growth
	Hybrid heat pump	High growth	Moderate growth	Very high growth
Industry	Electricity demand	Stable	Stable	Moderate growth
	Gas demand	Stable	Stable	Reduction
	CCS	Low growth	Low growth	Not significant
	Demand and flexibility	Moderate growth	Low growth	Very high growth
Power	Merit order	Gas Before Coal	Gas Before Coal	Gas Before Coal
	Nuclear	Depending on national policies	Reduction	Reduction
	Storage	Moderate growth	Low growth	Very high growth
	Wind	High growth	Moderate growth	High growth
	Solar	High growth	Moderate growth	Very high growth
	Other bio-energies	Moderate growth	Moderate growth	High growth
	CCS	Not significant	Not significant	Not significant
	Adequacy	Some surplus capacity	Some surplus capacity	High surplus capacity
Non-fossil gas sources	Power-to-gas	High growth	Not significant	High growth
	Bio-methane	High growth	High growth	High growth