



WWF

STUDIE

D

2014

DEN EUROPÄISCHEN EMISSIONSHANDEL FLANKIEREN

Chancen und Grenzen unilateraler CO₂-Mindestpreise

Impressum

Herausgeber WWF Deutschland

Stand Oktober 2014

Autoren Charlotte Loreck, Dr. Matthias Koch, Hauke Hermann, Dr. Felix Chr. Matthes,
Vanessa Cook (Übersetzung) (Öko-Institut)

Kontakt juliette.degrandpre@wwf.de, regine.guenther@wwf.de

Gestaltung Thomas Schlembach/WWF Deutschland

Produktion Sven Ortmeier/WWF Deutschland

Druck Druckstudio

Papier Circle Offset Premium White (100 % FSC recycled)

FSC LOGO



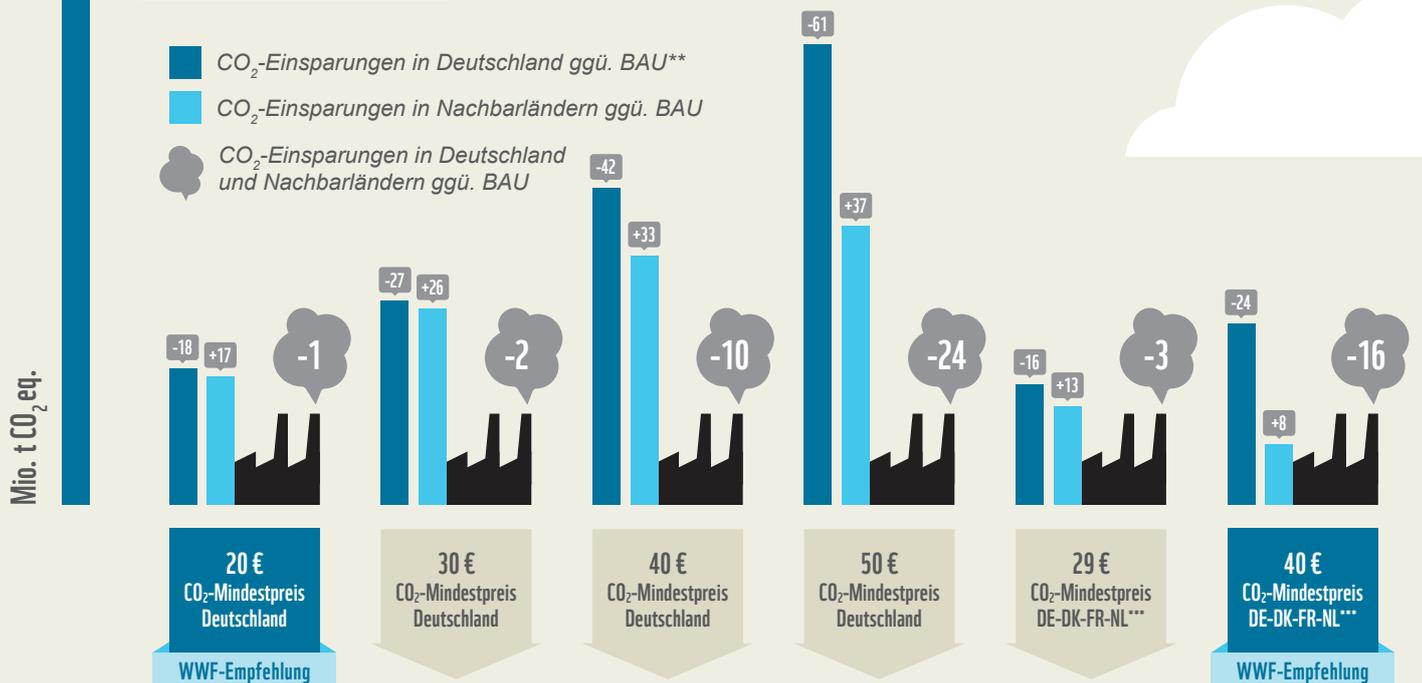
Zentrale Ergebnisse und Empfehlungen des WWF

Auswirkungen auf die CO₂-Minderung

Deutschland plant, seine Treibhausgasemissionen um 40 Prozent (gegenüber 1990) bis 2020 zu mindern. Nach aktuellen Projektionen* wird aber nur eine Minderung von 33 Prozent erreicht. Die Differenz zur Zielerreichung beträgt 87 Mio. t CO₂ eq. Der EU-Emissionshandel wird in seiner jetzigen Gestaltung keinen weiteren Beitrag zur CO₂-Minderung leisten. Im Gegenteil: Mit seiner jetzigen Struktur werden Anreize geschaffen, besonders CO₂-intensive Kraftwerke einzusetzen. Die Einführung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland und in ausgewählten EU-Ländern kann aber Teil der Lösung sein, die CO₂-Emissionen zu reduzieren bzw. deren Export einzudämmen.

87

Minderungslücke bis 2020



Auswirkungen auf die Stromflüsse

Im Jahr 2012 hat Deutschland 16 TWh exportiert.

+7 TWh Import

+19 TWh Import

+31 TWh Import

+43 TWh Import

+4 TWh Import

+5 TWh Import

WENIGER KOHLE IN DEUTSCHLAND

- ➔ Ein CO₂-Mindestpreis von 20 €/t in Deutschland führt zu einer marginalen Minderung insgesamt und zu einer ausgeglicheneren Strom-Import-Export-Bilanz Deutschlands.
- ➔ Deutschland kann seine Minderungslücke von 87 Mio. t CO₂ eq. um ca 20 Prozent verkleinern.

Schließung der Minderungslücke um ca. **20%**

SAUBERER STROMMIX IN EUROPA

- ➔ Ein CO₂-Mindestpreis von 40 €/t in Deutschland, Dänemark, Frankreich und den Niederlanden führt zu einer deutlichen Minderung insgesamt. Die Strom-Import-Export-Bilanz Deutschlands ist fast ausgeglichen.
- ➔ Deutschland kann seine Minderungslücke von 87 Mio. t CO₂ eq. um fast 30 Prozent verkleinern.

Schließung der Minderungslücke um ca. **30%**

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Hintergrund	13
2	Einordnung von CO₂-Preisniveaus	17
3	Methodik	19
3.1	Das PowerFlex-Modell	19
3.2	Parametrisierung des Modells	21
3.3	Szenarien für die CO ₂ -Mindestpreise	21
4	Ergebnisse der Modellierung	23
4.1	Wirkungen eines Mindestpreises auf Brennstoffmix und CO ₂ -Emissionen	23
4.2	Zwischenfazit	34
5	Auswirkungen von CO₂-Mindestpreisen auf Strompreise und -kosten	37
6	Schlussfolgerungen	39
7	Literatur	43
	Abbildungsverzeichnis	46
	Tabellenverzeichnis	47

Zusammenfassung

Die Europäische Union (EU) hat sich – wie auch Deutschland mit dem 2010/2011 verabschiedeten Energiekonzept – ehrgeizige Klimaschutzziele gesetzt. Im Kern bedeuten diese Ziele, dass das Energiesystem bis zur Mitte des Jahrhunderts weitgehend frei von CO₂-Emissionen sein soll. Um dieses Ziel zu erreichen, ist bis zur Mitte des Jahrhunderts auch und besonders eine weitgehende Dekarbonisierung des Stromsektors notwendig. Das vor allem für den Abbau der CO₂-intensiven (Kohle-)Verstromung entscheidende Instrument, das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) befindet sich jedoch aktuell in einer tiefen Krise. Die Funktionsfähigkeit des Systems, im Sinne eines effektiven Bepreisungsmechanismus, ist aktuell nicht mehr gegeben, seine Lenkungswirkung ist auch mittelfristig bedroht.

Mit der Krise des EU ETS ist ein explizit EU-weit angelegtes Instrument betroffen, das schwerpunktmäßig die Emissionen des Stromsektors reguliert. Darüber hinaus bildet das EU ETS eine klimapolitische Komplementärstruktur zum EU-weit liberalisierten Strommarkt, der in zunehmendem Maße durch grenzüberschreitende Verschiebungen der Erzeugung geprägt ist.

Die mit diesen Verschiebungen einhergehenden Verlagerungen der Emissionen haben inzwischen eine Größenordnung erreicht, die für die Erreichung der auf nationaler Ebene gesetzten Emissionsminderungsziele relevant wird. So ist die Stagnation bzw. leicht rückläufige Entwicklung der Emissionsreduktion in Deutschland nicht unerheblich durch den massiven Anstieg der Stromexporte aus Deutschland in die Nachbarstaaten zu erklären. Wenn die Stromerzeugung in Deutschland wegen eines noch immer überwiegend kohlebasierten Kraftwerksparks und gleichzeitig niedriger Kohle-, hoher Erdgas- und niedriger Kohlendioxid-(CO₂-)Preise im Vergleich zu den Nachbarstaaten (auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten) massive Kostenvorteile hat, führt dies naturgemäß zu steigenden Exporten und gleichzeitig zur Erhöhung der CO₂-Emissionen in Deutschland. Die vor allem aus den o.g. Gründen seit dem Jahr 2000 massiv angestiegenen Stromexporte aus Deutschland entsprechen damit einem zusätzlichen Emissionsvolumen von 20 bis 30 Millionen Tonnen (Mio. t) CO₂ bzw. haben für das Jahr 2013 einen Emissionsminderungsbeitrag von etwa 2 bis 3 Prozentpunkten und für das Jahr 2012 von etwa 1,5 Prozentpunkten gegenüber dem Basisjahr 1990 zunichte gemacht.

Gleichwohl kommt nationalen Zielsetzungen und nationalen Strategien zum zielgerichteten und vor allem im Zeitverlauf stetigen Umbau des Stromsystems eine wichtige Rolle zu, die beschriebenen Effekte des grenzüberschreitenden Stromaustauschs gewinnen damit deutlich an Brisanz.

Im Spannungsfeld nationaler Ziele und der Krise des EU-weiten Emissionshandelssystems, aber auch mit Blick auf die grenzüberschreitend liberalisierten Strommärkte werden unterschiedliche Instrumente diskutiert, mit denen die aktuelle Krise des EU ETS ggf. temporär überbrückt werden kann. Eine prominente Rolle kommt dabei der Festlegung von unilateralen CO₂-Mindestpreisen zu, wie sie zum Beispiel seit 2013 in Großbritannien gelten oder (indirekt) zeitweise in den Niederlanden umgesetzt worden sind.

Bei der Einführung von Mindestpreisen in einem einzelnen Land sind jedoch die Auswirkungen und Interdependenzen genau zu analysieren. So führt die Einführung eines Mindestpreises zwar zu einer Minderung der Emissionen im

nationalen Rahmen, kann aber auch dazu führen, dass sich Teile der Stromerzeugung und damit auch die CO₂-Emissionen ins Ausland verlagern. Zumindest für Länder wie Deutschland, deren Situation durch einen umfangreichen Stromtausch mit dem benachbarten Ausland charakterisiert ist, ergibt sich die Notwendigkeit, derartige Effekte in Betracht zu ziehen bzw. sorgfältig zu analysieren.

Die quantitativen Analysen eines in Deutschland bzw. in einer Teilregion des nordwesteuropäischen Regionalmarktes unilateral eingeführten CO₂-Mindestpreises führen zu differenzierten Ergebnissen.

Geringe Mindestpreise führen vor allem zu Emissionsverlagerungen

- » Liegen die CO₂-Mindestpreise für Deutschland in der Größenordnung von bis zu 30 Euro je Tonne (€/t), so wird in der Modellierung hauptsächlich deutscher Steinkohlestrom durch ausländischen Steinkohlestrom ersetzt. Dies führt zwar zu einer deutlichen Minderung der inländischen CO₂-Emissionen (ca. 27 Mio. t CO₂ bei 30 €/t CO₂), die erzielbare Emissionsminderung im gesamten Bilanzraum bleibt aber durch die Verlagerung der Stromerzeugung marginal.
- » Gleichwohl kann es sich aus der Perspektive nationaler Zielerreichung und gleichzeitiger Wahrung der ökologischen Integrität als sinnvoll erweisen, das Strom-Austauschsaldo auf ein ausgeglichenes Niveau zurückzuführen. Eine diesbezügliche Wirkung würden allein in Deutschland wirkende CO₂-Mindestpreise in der Größenordnung von bis zu 20 € entfalten. Ähnliche Effekte würden sich bei einer konzertierten Aktion einiger nord-west-europäischer Staaten (v. a. Deutschland, Frankreich, die Niederlande und Dänemark) bei Mindestpreisen in der Größenordnung von mindestens 30 €/t CO₂ ergeben.

Mindestpreise ab 35 €/t CO₂ führen zu deutlichen Emissionsminderungen

- » Eine deutliche Minderung der CO₂-Emissionen im gesamten Bilanzraum (Deutschland und Nachbarländer) ergibt sich erst, wenn CO₂-Preise mit einem Niveau von über 35 €/t CO₂ einen Brennstoffwechsel der Stromerzeugung bewirken. Dies ist weitgehend unabhängig davon, ob die Mindestpreise in Deutschland oder darüber hinaus eingeführt werden und betrifft sowohl den Ersatz von Braunkohleverstromung durch die Erzeugung von Steinkohlekraftwerken als auch die Substitution von Steinkohle- durch Erdgasstrom und gilt weitgehend unabhängig davon, wo diese Kraftwerke lokalisiert sind.
- » Bei einer unilateralen Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 40 oder 50 €/t CO₂ in Deutschland ergeben sich Emissionsminderungen von über 40 bzw. über 60 Mio. t CO₂ innerhalb der deutschen Landesgrenzen. Im gesamten Bilanzraum bleiben die Effekte mit etwa 10 bzw. 24 Mio. t CO₂ deutlich unter diesen Werten, ein erheblicher Teil der für Deutschland entstehenden Emissionsminderung (32 bzw. 37 Mio. t CO₂) ist damit auch hier Verlagerungseffekten zuzurechnen.
- » Diese Verlagerungseffekte können deutlich reduziert werden, wenn CO₂-Mindestpreise in der Größenordnung von 40 €/t CO₂ in einer konzertierten Aktion von (zumindest) Deutschland, Frankreich, den Niederlanden und Dänemark eingeführt würden.

Wie weit können Emissionsverlagerungen gerechtfertigt werden?

Durch einzelne Mitgliedstaaten oder bestimmte Gruppen von Mitgliedstaaten eingeführte CO₂-Mindestpreise bilden jedoch nicht die einzige Option für komplementäre Maßnahmen zur Flankierung des EU ETS. Vorstellbar sind hier gezielte Anlagenstilllegungen (wie z. B. in den Niederlanden) oder andere wirkungsgleiche Instrumente. Aus den Ergebnissen der Modellanalysen für unterschiedliche Strategien zur Einführung von CO₂-Mindestpreisen lassen sich einige Schlussfolgerungen für entsprechende Handlungsansätze ziehen:

- » Eine Verlagerung der Erzeugung aus besonders CO₂-intensiven Anlagen in Deutschland (Braunkohlekraftwerke, alte Steinkohlekraftwerke) ist bis zur Erreichung einer ausgeglichenen Außenhandelsbilanz vertretbar. Sobald es durch entsprechende Maßnahmen zu Nettoimporten aus fossilen Stromerzeugungsanlagen kommt, können Probleme der klimapolitischen Integrität nationaler Handlungsansätze erstehen.
- » Rechtfertigen lassen sich entsprechende Handlungsstrategien mit Blick auf die klimapolitische Integrität, wenn eine ggf. grenzüberschreitende Verlagerung der Stromerzeugung auf Anlagen erfolgt, die mindestens die gleichen, möglichst aber geringere spezifische CO₂-Emissionen aufweisen. Das spezifische Emissionsniveau der in der aktuellen Marktsituation nicht betriebenen ausländischen Kraftwerke bildet diesbezüglich den entscheidenden Maßstab für die Bewertung der im Inland verfolgten Verdrängungsmaßnahmen.
- » Ein konzertiertes Vorgehen im Rahmen einer Teilregion des nord-west-europäischen Regionalmarktes könnte einerseits helfen, die Nettoexporte der CO₂-intensiven deutschen Kraftwerke abzubauen, ohne darüber hinausgehende, klimapolitisch wenig integrale Verlagerungen der Stromerzeugung zu initiieren.

Für die Erreichung des nationalen Minderungsziels könnte ein moderater CO₂-Mindestpreis in Deutschland einen Beitrag von mindestens 1,5 Prozentpunkten leisten, ohne dass sich aus den Verschiebungen der grenzüberschreitenden Stromlieferungen signifikante Integritätsprobleme ergeben würden. Durch ein konzertiertes Vorgehen mit einigen Nachbarstaaten könnte dieser Beitrag deutlich erhöht werden. Signifikante Emissionsminderungen jenseits von Verschiebungseffekten ergeben sich jedoch erst bei sehr ambitionierten CO₂-Preisen.

Effekte des CO₂-Mindestpreises auf den Strompreis

- » Ein CO₂-Mindestpreis in einem bestimmten Geltungsraum bzw. ein entsprechender Aufpreis wird zu einer Erhöhung der Strompreise am Großhandelsmarkt führen, da die höheren Kosten für CO₂ in die Gebote der Kraftwerke an der Strombörse eingepreist würden. Bei CO₂-Mindestpreisen von 20 bis 50 €/t CO₂ steigt der Großhandelspreis in der Modellierung gegenüber dem Basislauf ohne CO₂-Mindestpreis um 0,7 bis 2,5 ct/kWh an.
- » Für die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) privilegierten Letztverbraucher ergibt sich für die Endverbraucherpreise eine Dämpfung von etwa 40 %.

- » Für Großverbraucher, bei denen die Dämpfung über die EEG-Umlage nicht relevant ist, wäre die Möglichkeit einer Ausweitung der aktuell möglichen Kompensationsmaßnahmen für die indirekten CO₂-Kosten zu prüfen.
- » Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass über den EU ETS ausgelöste Strompreissteigerungen auch im Gesamtkontext aller aktuellen und ggf. zukünftigen Strommarktmechanismen zu bewerten sind. Wenn das Ertragspotenzial des Strommengenmarktes über höhere CO₂-Preise gestärkt wird, verringert sich gleichzeitig das notwendige Refinanzierungsvolumen über z. B. Kapazitätsmärkte. Unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen wird die Einpreisung höherer CO₂-Kosten im Strommarkt sich nur deutlich abgedämpft in den Stromkosten der Verbraucher niederschlagen.
- » Insgesamt sollte aber auch nicht ausgeblendet werden, dass gezielte Instrumente wie zum Beispiel CO₂-Grenzwerte oder Mindestwirkungsgrade die notwendige Minderung von CO₂-Emissionen, je nach Ausgestaltung, möglicherweise mit niedrigeren Strompreiseffekten erreichen können als die unilaterale Einführung eines CO₂-Mindestpreises.

Angesichts der existierenden Lücke zur Erreichung des nationalen Klimaziels für 2020 sind jedenfalls Instrumente erforderlich, um die Emissionsminderungspotenziale des Stromsektors auszuschöpfen. Werden keine Maßnahmen ergriffen, um vor allem die Kohlestromproduktion zu begrenzen, wird bei einem weiterhin niedrigen CO₂-Preis die Stromausfuhr Deutschlands massiv zunehmen, auch über das bisher beobachtete Niveau hinaus.

Summary

The European Union (EU) has – like Germany with its National Energy Concept adopted in 2010/2011 – set ambitious climate targets. In essence, these targets mean that the energy system needs to be largely free of CO₂ emissions by the middle of the century. To fulfil this goal, the extensive decarbonisation of the electricity sector is also necessary by mid-century. However, the key instrument for phasing out CO₂-intensive (coal-based) electricity production – the European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS) – is currently in a state of deep crisis. The system is currently no longer functioning as an effective pricing mechanism and the steering effect of the system is also at risk in the medium term.

The EU ETS, the key instrument that is in crisis, is explicitly designed to be EU-wide and predominantly regulates the emissions of the electricity sector. Furthermore, the EU ETS constitutes a climate policy instrument that is complementary to the EU-wide liberalised electricity market, which is increasingly experiencing transboundary shifts in electricity production.

The emission shifts associated with these displacements of electricity production have now reached an order of magnitude that is becoming relevant to the fulfilment of national emission reduction targets. The stagnation or slight downward development of emission reductions in Germany can be explained in no small measure by the huge increase of electricity exports from that country to neighbouring countries. If electricity production in Germany still has huge cost benefits compared to neighbouring countries (based on short-term marginal costs) due to its predominantly coal-based power plant fleet and low coal, high natural gas and low CO₂ prices, it naturally leads to rising exports and, at the same time, to rising CO₂ emissions in Germany. The huge increase in electricity exports from Germany since 2000, which has primarily occurred for the above-mentioned reasons, corresponds to an additional emissions volume of 20 to 30 million tons (Mt) CO₂ and renders void a contribution to emission reduction of approx. 2-3 percentage points for 2013 and approx. 1.5 percentage points for 2012 compared to the reference year of 1990.

At the same time, national targets and national strategies on the continuous and necessary re-design of the electricity system also play an important role; the above-mentioned effects of transboundary electricity imports and exports thus become more critical in terms of fulfilling these national targets and strategies.

In the field of tension between national targets and the crisis of the EU Emissions Trading Scheme, but also with a view to the internationally liberalised electricity markets, different instruments are being discussed which can be used to bridge, temporarily if necessary, the current crisis of the EU ETS. A key instrument used for this purpose is the setting of unilateral CO₂ floor prices as has been in force in the UK since 2013, for example, or which (indirectly) has been implemented intermittently in the Netherlands.

If CO₂ floor prices are to be introduced in a country, the effects on and interdependences with other countries must be analysed in detail. Introducing a CO₂ floor price results in an emission reduction on a national level, but can also lead to shares of the electricity production and thus also of CO₂ emissions being shifted abroad. In the case of countries like Germany, which has extensive electricity imports to and exports from its neighbouring countries, it is necessary to consider such effects and to analyse them carefully.

The quantitative analyses of a CO₂ floor price unilaterally introduced in Germany or in a part of the north-west European market lead to differing results.

Low floor prices pre-eminently lead to emission shifts

- » If the CO₂ floor prices for Germany are set at 30 Euro per tonne (€/t) or below, German hard coal-based electricity production is mainly replaced by hard coal-based electricity production imported from abroad. Although this leads to a significant reduction in domestic CO₂ emissions for Germany (approx. 27 Mt CO₂ when 30 €/t CO₂ is assumed), the emission reduction achievable in the overall area analysed remains marginal due to the shift in electricity production.
- » Nevertheless, from the perspective of fulfilling national targets and at the same time safeguarding the environmental integrity, it can prove useful to reduce the balance of electricity imports and exports to a balanced level. Floor prices of up to 20 Euro per tonne (€/t) in Germany alone would bring about an effect of this kind. Similar effects would arise if several north-west European countries (above all Germany, France, the Netherlands and Denmark) made a concerted initiative to introduce CO₂ floor prices of at least 30 €/t CO₂.

Floor prices of 35 €/t CO₂ or more lead to significant emission reductions

- » A substantial decrease of CO₂ emissions within the scope of the overall area analysed (Germany and neighbouring countries) is achieved when CO₂ prices of 35 €/t CO₂ or above lead to a fuel switch in electricity production. This occurs largely independently of whether the CO₂ floor prices are introduced in Germany alone or in Germany and beyond; and is the case when both lignite-based electricity production is substituted with electricity produced by hard coal power plants and when hard coal-based electricity production is replaced by natural gas. The effect is also brought about largely independently of where these power plants are located.
- » In the case of a unilateral introduction of a CO₂ floor price of 40 or 50 €/t CO₂ in Germany, emission reductions amounting to more than 40 and more than 60 Mt CO₂ result for Germany. When considering the overall area analysed, the effects – reductions of approx. 10 and 24 Mt CO₂ – are significantly below these levels; a substantial share of the emission reduction arising for Germany (32 and 37 Mt CO₂) is thus again attributable to the effects of shifts in electricity production.
- » The effects of these shifts can be substantially decreased if CO₂ floor prices of 40 €/t CO₂ are introduced by means of a concerted initiative by (at least) Germany, France, the Netherlands and Denmark.

To what extent are emission shifts acceptable?

However, CO₂ floor prices introduced by member states alone or certain groups of member states are not the only possible complementary measure for flanking the EU ETS. The targeted decommissioning of power plants (e.g. in the Netherlands) or other instruments resulting in the same effects are also conceivable. From the results of the model analysis of different strategies for introducing CO₂ floor prices, several conclusions for relevant courses of action can be drawn:

- » A shift of electricity production from particularly CO₂-intensive power plants in Germany (lignite power plants, old hard coal power plants) is acceptable when it does not bring about net electricity imports. As soon as corresponding measures give rise to net imports of electricity from fossil-fuel power plants, the integrity of climate policy on a national level can be endangered.
- » Corresponding strategies for action can be justified based on the integrity of climate policy when there is a (if necessary, transboundary) shift of electricity production to power plants which have at least the same – or if possible, lower – specific CO₂ emissions. The specific emissions of foreign power plants not utilized in the current market situation are the crucial yardstick in the evaluation of shift-based measures pursued domestically.
- » A concerted approach taken within a part of the north-west European market could help to reduce the net exports of CO₂-intensive German power plants, without triggering shifts in electricity production which go beyond this or which lack integrity in terms of climate policy.

To meet Germany's national emission reduction target, the introduction of a moderate CO₂ floor price in the country could contribute at least 1.5 percentage points, without significant integration problems arising from the transboundary shifts of electricity deliveries. Through a concerted approach with several neighbouring countries, this contribution to emission reduction could be significantly increased. However, significant emission reductions beyond the effects of shifts in electricity production arise only with very ambitious CO₂ prices.

Effects of a CO₂ floor price on the electricity price

- » A CO₂ floor price introduced in a specific country/region or a corresponding surcharge will result in an increase of electricity prices on the wholesale market since the higher costs for CO₂ would be incorporated in the power plant bids made to the electricity exchange. In the case of CO₂ floor prices of 20 to 50 €/t CO₂, the wholesale price increases compared to the reference case without a CO₂ floor price (0.7 to 2.5 ct/kWh).
- » For the final users privileged within the framework of the German Renewable Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), the retail prices (including levies and taxes etc.) are reduced by approx. 40%.
- » With bulk users, for whom the decrease effectuated via the EEG surcharge is not relevant, the possibility of expanding the current compensation measures for the indirect CO₂ costs should be examined.
- » It should be noted that the increases in electricity prices triggered via the EU ETS also need to be evaluated within the overall context of all current – and if necessary future – electricity market mechanisms. If the revenue potential of the volume-based electricity market is strengthened by higher CO₂ prices, the necessary refinancing volumes decrease at the same time via, for example, capacity markets. Taking into account these interactions, the pricing of higher CO₂ costs in the electricity market is reflected in a significantly smaller way in the customers' electricity costs.

- » Overall it should not be forgotten that targeted instruments such as emission performance standards or minimum efficiencies can bring about the necessary reduction of CO₂ emissions and, depending on the design, possibly with lower electricity price effects than a unilateral introduction of a CO₂ floor price.

In view of the current gap to meeting Germany's national climate target for 2020, instruments are undoubtedly needed to tap fully the emission reduction potentials of the electricity sector. If no measures are taken to limit the coal-based electricity production in particular, Germany's electricity exports will (with a CO₂ price that remains low) increase hugely – to a level that even goes beyond that observed up to now.

1 Einleitung und Hintergrund

Die Europäische Union (EU) hat sich – wie auch Deutschland mit dem 2010/2011 verabschiedeten Energiekonzept – ehrgeizige Klimaschutzziele gesetzt und diese immer wieder bestätigt. Im Kern bedeuten diese Ziele, dass das Energiesystem bis zur

Mitte des Jahrhunderts weitgehend frei von Kohlendioxid-(CO₂-)Emissionen sein soll und auch in den anderen Bereichen (Industrieprozesse, Land- und Abfallwirtschaft, Landnutzung, Forstwirtschaft etc.) die Emissionen klimarelevanter Gase signifikant reduziert werden sollen.

Die Klimapolitik der Europäischen Union wird im Wesentlichen auf drei verschiedenen Wegen umgesetzt:

- » Mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) existiert ein strikt europäisiertes Instrument, mit dem ein auf EU-Ebene definiertes Ziel (Cap des EU ETS) umgesetzt wird. Mit diesem Instrument werden ca. 40 % der gesamten Treibhausgasemissionen bzw. etwa 50 % der CO₂-Emissionen der EU reguliert.
- » Für die nicht vom EU ETS erfassten Emissionen obliegt die Verantwortung für die Umsetzung der länderspezifisch vereinbarten Ziele (des sog. Effort-Sharings) prinzipiell den Mitgliedstaaten. Gleichwohl sind hier zwei wesentliche Instrumentierungspfade zu unterscheiden:
 - » Für einige Verursacherbereiche (vor allem den Verkehrssektor) obliegt zwar die Verantwortung zur Zielerreichung den Mitgliedstaaten, instrumentell dominieren hier aber sehr wirkungsmächtige EU-Regelungen (Verbrauchsstandards für Pkw etc.).
 - » Für andere Verursacherbereiche verfügen die Mitgliedstaaten über sehr weitreichende Freiheitsgrade bei der Umsetzung von Instrumenten für die Zielerreichung im Bereich des Effort-Sharings.

Die Stromerzeugung hat für den EU ETS eine besondere Bedeutung, da sie zunächst den größten Teil der von diesem Instrument regulierten Emissionen (EU-weit ca. 60 %) repräsentiert. Darüber hinaus bildet aber der EU ETS als europaweit einheitlich wirkendes Instrument auch einen konsistenten Rahmen für den im Zuge des EU-Binnenmarktes für Energie vollständig liberalisierten Stromsektor. Der europäische Strommarkt bewirkt schon heute ein signifikantes Ausmaß grenzüberschreitender Stromlieferungen. Durch den Ausbau von entsprechenden Leitungsverbindungen werden sich die Voraussetzungen für diesen Stromaustausch zukünftig noch verbessern. Die auf Basis von Strombörsenpreisen sehr kurzfristige Optimierung der Kraftwerkseinsätze führt in den jeweils relativ eng vermaschten Regionalmärkten Europas dazu, dass der Betrieb der Kraftwerke sehr stark von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Stromerzeugung abhängt und sich so erhebliche Verschiebungen der Erzeugungsschwerpunkte und der zugehörigen CO₂-Emissionen zwischen den Mitgliedstaaten ergeben können. Die Rolle der Territorialgrenzen der Mitgliedstaaten verliert zunehmend an Bedeutung.

Die im Rahmen des EU ETS erzeugten Preise für Emissionsberechtigungen (im Folgenden: CO₂-Preise) bilden neben den Brennstoffpreisen (und den Netzrestriktionen) einen der entscheidenden Faktoren für diese Optimierungs-

prozesse. Das EU ETS befindet sich jedoch in einer strukturellen Krise. Die CO₂-Preise im EU ETS sind – aus unterschiedlichen Gründen – stark gefallen (Öko-Institut 2012). Eine entscheidende Rolle bei der Bewertung dieser Situation spielt dabei die Tatsache, dass der weitgehende Zusammenbruch der Preise im EU ETS ganz wesentlich durch den massiven Zufluss von Emissionsminderungskrediten aus dem Ausland verursacht wurde, hinter denen zumindest in erheblichen Teilen keine gleichwertigen Emissionsminderungen stehen. Damit ist die Lenkungswirkung des Systems auch mittelfristig bedroht und das EU ETS ohne deutliche Anpassungen als zentraler instrumenteller Pfeiler einer europäischen Klimapolitik in seiner Existenz gefährdet. Zumindest ist es aus heutiger Perspektive wahrscheinlich, dass das EU ETS als effektives CO₂-Bepreisungsinstrument für die nächsten 10 bis 15 Jahre ausfallen wird.

Im Kontrast dazu steht die Herausforderung, dass das Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung der europäischen Volkswirtschaften bis zur Mitte des Jahrhunderts vor allem für das Stromsystem einen grundlegenden Umbau erfordern wird (Erzeugung, Netzinfrastrukturen, Speicher, nachfrageseitige Flexibilität), der angesichts der Kapitalintensität dieses Sektors nur dann erfolgreich sein kann, wenn er mit ausreichend Vorlauf und hinreichend stetig umgesetzt wird. In besonderem Maße gilt dies für die besonders CO₂- und gleichzeitig sehr kapitalintensiven Teile des Stromsystems, also vor allem die kohlebasierte Stromerzeugung.

Gerade vor diesem Hintergrund entsteht mit Blick auf die aktuelle Krise des EU ETS eine Diskussion, wie die Bemühungen zur strukturellen Reform des Instruments im Rahmen der EU zumindest für eine Übergangsphase durch Maßnahmen ergänzt werden können, die die Wirkungsdefizite des Instruments in gewissen Teilen beheben können. Im aktuellen politischen Kontext und vor allem mit kurzfristiger Wirkung wird dies jedoch kaum über im EU-Rahmen geschaffene oder entsprechend harmonisierte Maßnahmen erfolgen können. Faktisch sind derzeit vor allem Maßnahmen auf Ebene der Mitgliedstaaten zu beobachten:

- » Großbritannien hat am 01.04.2013 eine Erhöhung der Climate Change Levy (eine Brennstoffsteuer) für die Stromerzeugung eingeführt, die effektiv wie ein Mindestpreis des EU ETS wirkt, der im Zeitverlauf ansteigt. Die Höhe des „Aufschlags“ auf den CO₂-Preis beträgt bis 2020 maximal 23 Euro je Tonne (€/t) CO₂.¹
- » Die Niederlande haben dagegen eine spezifische Kohlesteuer für die Stromerzeugung eingeführt, die aus Sicht des ETS ebenfalls wie ein, hier allerdings brennstoffspezifischer, Mindestpreis wirkt. Ab 2016 wird diese Kohlesteuer wieder abgeschafft, im Gegenzug werden jedoch die Stilllegung einzelner Kohlekraftwerke mit den Betreibern verhandelt (DNHK 2013).

Diese beiden Beispiele verdeutlichen zwei wesentliche Aspekte. Erstens sind die Maßnahmen bisher strikt national angelegt, zweitens sind zwar in beiden Fällen zunächst Korrekturen im Rahmen der CO₂-Bepreisung verfolgt worden, die jedoch im Fall der Niederlande auch zugunsten völlig anderer Politikansätze (freiwillige Vereinbarungen) wieder aufgegeben worden sind.

Motiviert sind beide Interventionen durch eine Strategie, die eine stetige Transformation des Stromsystems vorsieht, wobei dieser strategische Ansatz durch ambitionierte nationale Minderungsziele gespiegelt wird. Die Verfolgung und Erreichung nationaler Minderungsziele steht jedoch nicht nur wegen der Existenz

(und der zumindest zeitweise mangelnden Effektivität) EU-weiter Instrumente vor massiven Herausforderungen. Nationale Klimaschutzpolitik ist auch mit den nicht unerheblichen Effekten des grenzüberschreitenden Stromaustauschs konfrontiert. So ist die Stagnation bzw. leicht rückläufige Entwicklung der Emissionsreduktion in Deutschland auch durch den massiven Anstieg der Stromexporte aus Deutschland in die Nachbarstaaten zu erklären. Wenn die Stromerzeugung in Deutschland wegen eines noch immer überwiegend kohlebasierten Kraftwerks-parks sowie niedriger Kohle-, hoher Erdgas- und niedriger CO₂-Preise im Vergleich zu den Nachbarstaaten massive Kostenvorteile (auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten) hat, führt dies naturgemäß zu steigenden Exporten und gleichzeitig – im Vergleich zur kontrafaktischen Entwicklung und ggf. auch absolut – zur Erhöhung der CO₂-Emissionen in Deutschland. Gleichzeitig entsteht jedoch auch eine Minderung der CO₂-Emissionen im Ausland, ein negativer Nettoeffekt ergibt sich dann, wenn im Ausland – wie ganz überwiegend der Fall – weniger CO₂-intensive Erzeugungsoptionen verdrängt werden. Die vor allem aus den o. g. Gründen seit dem Jahr 2000 massiv angestiegenen Stromexporte aus Deutschland entsprechen damit – je nach veranschlagtem Referenzsystem für die exportierte Strommenge – einem zusätzlichen Emissionsvolumen von 20 bis 30 Mio. t CO₂ bzw. haben für das Jahr 2013 Emissionsminderungen von 2 bis 3 Prozentpunkten und für 2012 von etwa 1,5 Prozentpunkten gegenüber dem Basisjahr 1990 zunichte gemacht.

Die emissionserhöhende Wirkung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist weder auf der sachlichen noch der politischen Ebene neu. So hat Dänemark über lange Jahre versucht, eine Anpassung der Basisjahremissionen im Rahmen der internationalen Verpflichtungen vorzunehmen, die mit der Stromimportsituation des Jahres 1990 begründet wurde – und ist damit nicht erfolgreich gewesen. Auf der anderen Seite werden aktuell – und in einem umfassenderen Rahmen – Ansätze diskutiert, die versuchen, auf der konsumseitigen Verursachung der Treibhausgasemissionen (Consumption-based Approaches) anzusetzen (Lininger 2013). Aus guten konzeptionellen, aber auch praktischen Gründen ist man jedoch bisher dabei geblieben, Politiken zur Emissionsminderung entlang territorialer Verantwortlichkeiten anzulegen. Gleichwohl bilden die grenzüberschreitenden Effekte von Maßnahmen, die auf bestimmte Regionen begrenzt sind, natürlich einen wichtigen, ergänzenden Bewertungsmaßstab (Stichwort „Carbon Leakage“).

Wenn also, vor allem aus Gründen der Langfrist-Konsistenz und -Effektivität, nationale Emissionsminderungsziele auf der Basis des Territorialprinzips verfolgt und dafür zumindest für Übergangszeiträume die existierenden EU-weiten Instrumente wie der EU ETS durch nationale Maßnahmen ergänzt werden sollen, so ergeben sich diesbezüglich zwei Fragen:

- » Wie könnten solche, ggf. temporär angelegte Ergänzungsinstrumente oder -Regelungen zum EU ETS aussehen?
- » Welche grenzüberschreitenden Effekte können dadurch entstehen und wie müssen diese eingeordnet werden?

In den entsprechenden Diskussionen genießt die Einführung eines CO₂-Mindestpreises eine besondere Prominenz, wobei sich die Diskussionen um CO₂-Mindestpreise oder -Preiskorridore ganz überwiegend auf die Einführung EU-weiter Preisregelungen beziehen. CO₂-Mindestpreise als nationale oder regionale Regelung (unilaterale CO₂-Mindestpreise) im Rahmen des übergreifend angelegten und wirksamen EU ETS sind bisher nur in weitaus geringerem Umfang diskutiert bzw. erprobt worden.

Beide Fragen können jedoch nur begrenzt auf einer abstrakten Ebene adressiert werden, für robuste und effektive politische Handlungsansätze bedarf es auch der quantitativen Eingrenzung und Bewertung der verschiedenen Wirkungsmechanismen.

CO₂-Mindestpreise bilden jedoch nicht die einzige Option zur ggf. temporären Ergänzung des EU ETS über zusätzliche Regelungen, insbesondere auf Ebene der Mitgliedstaaten. Auch solche Instrumente führen im liberalisierten Binnenmarkt zu Interdependenzen, die auch im Kontext derartiger Handlungsansätze berücksichtigt werden müssen. In diesem Zusammenhang können aus den Analysen für das Instrument der CO₂-Mindestpreise auch Schlussfolgerungen für andere, richtungsgleich wirkende Regelungen abgeleitet werden.

Im Ergebnis der Analysen kann auch abgeschätzt werden, welchen Beitrag z. B. CO₂-Mindestpreise (oder wirkungsgleiche Mechanismen) zur Schließung der Emissionsminderungslücke leisten können, die zur Erreichung der nationalen Treibhausgasminderungsziele verbleibt.

Vor diesem Hintergrund befasst sich die hier vorgelegte Analyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland mit drei Fragestellungen, die im Kontext von unilateralen CO₂-Mindestpreisen für Deutschland relevant sind. Erstens wird der Frage nachgegangen, welche Höhe CO₂-Mindestpreise haben müssten, um im Strommarkt deutlich erkennbare Effekte erzielen zu können (Kapitel 2). Zweitens wird mit einem entsprechend parametrisierten Strommarktmodell (Kapitel 3) untersucht, welche Wirkungen verschiedene Niveaus eines CO₂-Mindestpreises auf die grenzüberschreitenden Stromflüsse sowie die entsprechenden CO₂-Emissionen in Deutschland und den jeweiligen Nachbarstaaten haben können. Die Einführung eines Mindestpreises wird dabei nicht nur für Deutschland, sondern auch für harmonisierte Ansätze zwischen verschiedenen Mitgliedstaaten analysiert (Kapitel 4). Drittens wird diskutiert, welche Effekte CO₂-Mindestpreise für die Strompreise (in Deutschland) haben und wie diese zu bewerten sind (Abschnitt 5). Die Schlussfolgerungen (Kapitel 6) beinhalten neben einer Einordnung der verschiedenen Ausgestaltungsoptionen für CO₂-Mindestpreise auch die Erkenntnisse, die für andere Komplementärinstrumente zum EU ETS relevant sind.

Nicht Gegenstand der hier vorgelegten Analysen waren dagegen die Fragen, wie bzw. unter welchen Bedingungen ein unilateraler, d. h. nicht EU-weit angelegter CO₂-Mindestpreis rechtlich umgesetzt werden könnte und welche dynamischen Effekte sich z. B. bezüglich des längerfristigen Investitionsverhaltens im Stromsektor ergeben können.

Einordnung von CO₂-Preisniveaus

Die erste wichtige Fragestellung für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises betrifft das entsprechende Preisniveau. Wenn eine Mindestpreisregelung effektiv zu zusätzlichen Emissionsminderungen beitragen soll, müssen sie so parametrisiert werden,

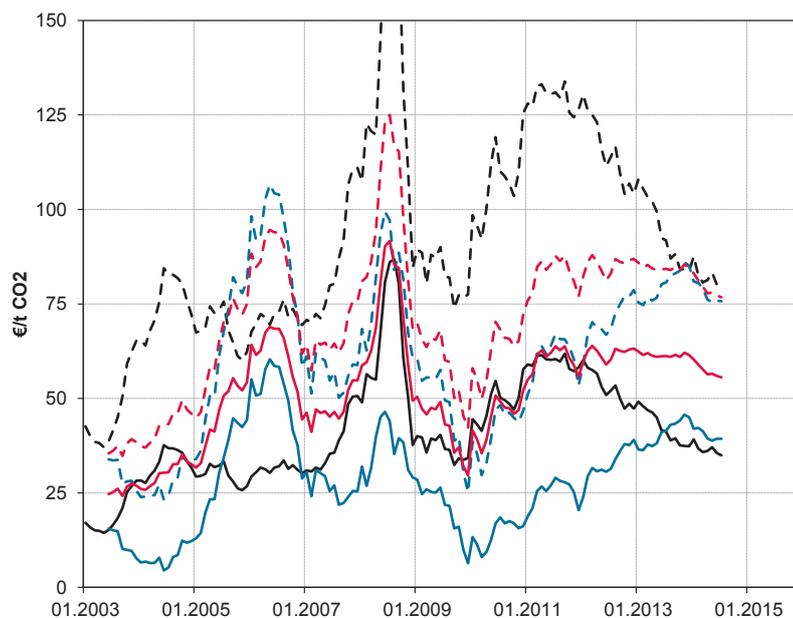
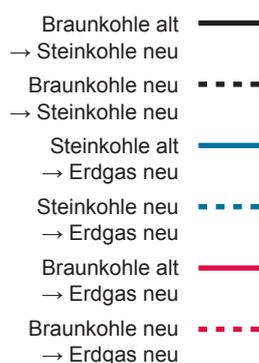
dass mit hinreichender Wahrscheinlichkeit auch zusätzliche Emissionsminderungen entstehen können.

Die zentrale Herausforderung besteht dabei einerseits darin, dass gerade der EU ETS eine wichtige Entdeckungsfunktion für die Emissionsminderung wahrnehmen soll. Andererseits sind die mit einem ETS adressierten Vermeidungskosten keineswegs stabil und hängen von einer Vielzahl von Rahmenbedingungen (z. B. im Bereich der Energiepreise) ab, die gerade aktuell durch sehr dynamische Entwicklungen charakterisiert sind. Beiden Aspekten muss in den Analysen eine entsprechende Rolle zukommen.

Eine ex ante durchgeführte Analyse kann und wird Marktergebnisse nicht ersetzen, sondern immer nur grob einordnen können. Der Brennstoffwechsel im Stromsektor bildet für eine solche indikative Analyse einen belastbaren Referenzrahmen, da der Stromsektor einen großen Teil der vom EU ETS regulierten Emissionen erfasst (ca. 60 % in der EU, ca. 70 % in Deutschland). Angesichts der immer und unvermeidlich kurzfristigen Optimierungsfunktion von Märkten bilden die Kosten des sehr kurzfristig und in erheblichem Umfang möglichen Brennstoffwechsels in der Stromversorgung, der mit großen Emissionseffekten verbunden ist, eine robuste Orientierungsgröße zur Einordnung der Preisniveaus im EU ETS. In diesem Sinne kann auch die Ex-post-Auswertung der Vermeidungskosten über die Substitution der Stromerzeugung auf Basis verschiedener Brennstoffe einen Eindruck zu den hier relevanten CO₂-Preisniveaus vermitteln.

Abbildung 2.1:
Implizite CO₂-Kosten
eines Brennstoffwechsels
in der fossilen
Stromerzeugung für
Deutschland, 2003–2015

Quelle: McCloskey Coal,
Energate, European
Energy Exchange,
eigene Berechnungen



Die Abbildung 2.1 zeigt die Ergebnisse einer entsprechenden Analyse für den deutschen Strommarkt, der den emissionsseitig wichtigsten Teil des CWE- (Central-western European) Regionalmarkts repräsentiert. Analysiert wurden²

1. Brennstoffwechsoptionen mit vergleichsweise niedrigen und eher kurzfristig relevanten Substitutionskosten
 - » Ersatz der Stromerzeugung eines alten Braunkohlekraftwerks (Nutzungsgrad 35 %) durch die eines neuen Steinkohlekraftwerks (45 %);
 - » Ersatz der Stromerzeugung eines alten Steinkohlekraftwerks (35 %) durch die eines neuen Erdgaskraftwerks (58 %);
 - » Ersatz der Stromerzeugung eines alten Braunkohlekraftwerks (35 %) durch die eines neuen Erdgaskraftwerks (58 %);
2. Brennstoffwechsoptionen mit vergleichsweise hohen und eher längerfristig relevanten Substitutionskosten
 - » Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Braunkohlekraftwerks (Nutzungsgrad 42,5 %) durch die eines neuen Steinkohlekraftwerks (45 %);
 - » Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Steinkohlekraftwerks (45 %) durch die eines neuen Erdgaskraftwerks (58 %);
 - » Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Braunkohlekraftwerks (42,5 %) durch die eines neuen Erdgaskraftwerks (58 %).

Die Analyse für den Zeitraum ab 2003 zeigt deutlich, dass in der Marktsituation während der Konzeptionsphase des EU ETS ein großes Brennstoffwechsellpotenzial bei CO₂-Preisen in der Bandbreite von 5 bis 30 €/t CO₂ bestand. Aktuell liegen die attraktivsten Optionen für den Brennstoffwechsel in der Stromerzeugung, mit dem auch signifikante CO₂-Minderungspotenziale realisiert werden können, eher im Bereich von 35 bis 40 €/t CO₂, wenn neue Erdgaskraftwerke anfangen, alte Steinkohleanlagen zu verdrängen bzw. sich die neuesten Steinkohlekraftwerke in der Abrufangfolge vor alte Braunkohleanlagen schieben (Abbildung 2.1).

Im Unterschied zur bis etwa 2008 vorfindlichen Situation streuen die Vermeidungskosten der hier betrachteten Substitutionsprozesse auch weniger gleichmäßig über die gesamte Bandbreite der Brennstoffwechselkosten. Aktuell ergeben sie sich eher auf drei sehr unterschiedlichen Niveaus in der Dimension von 35 bis 40 €/t CO₂, um die 55 €/t CO₂ sowie 75 bis 80 €/t CO₂. Als Konsequenz steigt bei einer stetig sinkenden Emissionsminderungsvorgabe (Cap) die Wahrscheinlichkeit entsprechender CO₂-Preissprünge. Mindestpreisregelungen, die auf die Größenordnung von 15 bis 20 €/t CO₂ abzielen, dürften damit – ungeachtet aller anderen Aspekte – eher nur geringfügige Emissionsminderungen bewirken können. Emissionsminderungen, die mit dem Zielpfad für 2050 vereinbar sind, können eher bei Mindestpreisen oberhalb der 35 €/t CO₂ erwartet werden.

Schließlich zeigt die Analyse der historischen Zeitreihen auch, dass die effektiven Wirkungen von Mindestpreisregelungen in sehr hohem Maße vom energie-wirtschaftlichen Umfeld abhängen und von daher nicht nur statisch betrachtet werden.

Methodisch wurden die Analysen mit dem PowerFlex-Modell des Öko-Instituts durchgeführt. Dieses am Öko-Institut entwickelte Modell bildet den jährlichen Kraftwerkseinsatz am Spotmarkt in stündlicher Auflösung ab, indem es in einem Optimierungsprozess die kurzfristigen Grenzkosten der verfügbaren Stromerzeugungseinheiten minimiert. Gleichzeitig muss in jeder Stunde die vorgegebene Stromnachfrage gedeckt werden. Als Ergebnis der Optimierung liefert das Modell den Kraftwerkseinsatz und den Strompreis in jeder Stunde.

Im PowerFlex-Modell werden die inländischen Kraftwerke detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer als 100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst.

Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks abgebildet. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energietechnologien Laufwasser, Wind offshore, Wind onshore und Photovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Photovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d. h., dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch als überschüssig identifiziert werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Exportmöglichkeit oder Speicherkapazität.

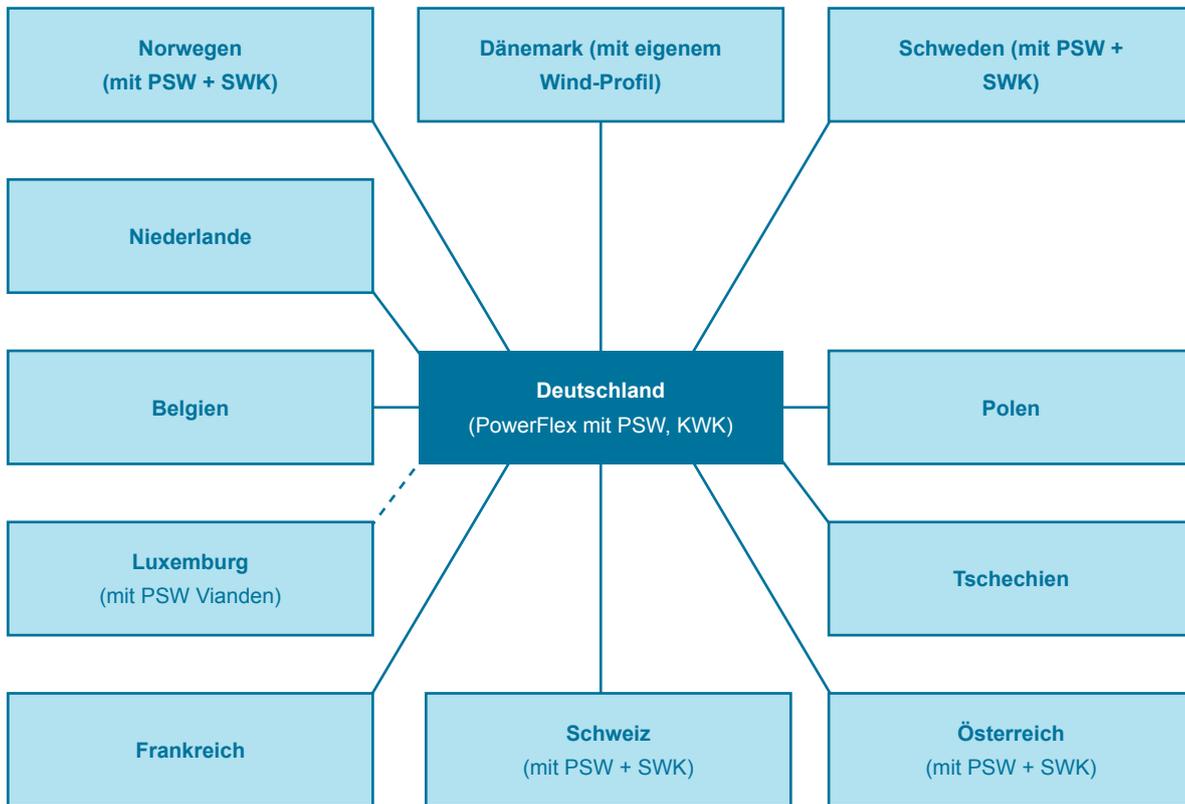
Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für Anlagen mit Sonderbrennstoffen, wie z. B. Gichtgas oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Strom-einspeisung unterstellt.

Die Stromnachfrage wird in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Jahres und einer angenommenen Gleichverteilung des Industriestromanteils zusammen.

Für die hier durchgeführte Analyse wurde das PowerFlex-Modell mit seinem Import-Export-Modul verwendet. In diesem Modul sind auch die Kraftwerksparks der Nachbarländer abgebildet, allerdings in aggregierter Form. Die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke ist nach Brennstoffen erfasst und zudem in die Baujahr-Kategorien „alt“ und „neu“ unterteilt. Innerhalb einer Kategorie wird ein einheitlicher mittlerer Wirkungsgrad für die darin enthaltenen Kraftwerke unterstellt.

Für dargebotsabhängige erneuerbare Energien sind, wo verfügbar, länderspezifische Einspeisezeitreihen als mögliche Obergrenze der Stromerzeugung vorgegeben. Ausländische Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind ebenso wie inländische als Speicher modelliert, so dass das Modell über ihren optimalen Einsatz als

flexibler Nachfrager und Erzeuger entscheiden kann. Für Norwegen, Schweden, Österreich und die Schweiz werden zusätzlich Speicherwasserkraftwerke (SWK) mit natürlichem Zufluss berücksichtigt.



*Abbildung 3.1:
Schematische
Darstellung des Moduls
Import-Export im
Strommarktmodell
PowerFlex*

*Quelle: Eigene
Darstellung*

Für den grenzüberschreitenden Stromfluss zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden vorhandene Leitungen aggregiert und die NTC-Werte der ENTSO-E als Obergrenze berücksichtigt. Modellendogen ermittelt werden nur die Flüsse zwischen Deutschland und den Nachbarländern. Der Stromfluss zwischen den Nachbarländern wird in dem hier verwendeten Modellierungsansatz auf Basis historischer Daten exogen vorgegeben, indem die zu deckende Lastkurve entsprechend angepasst wird. Darüber hinaus vorhandene Netzrestriktionen werden in der hier verwendeten Modellversion nicht berücksichtigt.

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz aller thermischen Kraftwerke, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und Pumpspeicherkraftwerken – sowohl in Deutschland als auch in den Nachbarländern – unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen bestimmt. Das Optimierungsproblem ist in GAMS implementiert und wird mit Hilfe des Simplex Algorithmus gelöst.

Mit diesem methodischen Instrumentarium werden somit statische Effekte, das heißt die Auslastung des zu einem bestimmten Zeitpunkt bestehenden Kraftwerks-parks, untersucht. Dynamische Effekte, also die Effekte von CO₂-Mindestpreisen auf das Investitionsverhalten oder Kraftwerksstilllegungen, werden in der hier vorgelegten Analyse nicht berücksichtigt.

3.2 Parametrisierung des Modells

Die Analysen zu den Auswirkungen unilateraler Mindestpreise für CO₂ auf den Stromaustausch und den Kraftwerkseinsatz in Deutschland und den Nachbarländern basieren für alle relevanten Eingangsparameter auf den Ist-Daten für das Jahr 2012. Für Kraftwerksleistungen im Ausland musste teilweise auf Daten von 2011 zurückgegriffen werden, wenn Daten für das Jahr 2012 nicht verfügbar waren.

Die Parametrisierung auf ein Jahr, für das Ist-Daten vorliegen, hat den Vorteil, dass die Modellergebnisse daran validierbar sind und dass zusätzliche Annahmen über die zukünftige Entwicklung des deutschen und der benachbarten Kraftwerksparks, der Brennstoffpreise etc. sowie die damit einhergehenden Unsicherheiten, entfallen. Zum Zeitpunkt der Analyse waren die Daten von 2012 die aktuellsten, die zugleich in ausreichendem Umfang verfügbar sind.

Die Kraftwerksparks für die Nachbarländer wurde auf der Grundlage von Daten aus Platts (2012) parametrisiert. Die jährliche Nettostromerzeugung basiert auf Angaben von OECD und IEA (2013), ebenso die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien. Die Lastprofile der in die Modellierung einbezogenen Länder stammen von ENTSO-E (2013c), die NTC-Werte für die Kuppelkapazitäten basieren auf stündlichen Daten, die von ENTSO-E (2013b) übernommen wurden. Für die Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien und den natürlichen Zufluss in die Speicherwasserkraftwerke in den verschiedenen Nachbarländern wurden, wo verfügbar, historische Einspeisezeitreihen verwendet.³

Die Brennstoffpreis-Annahmen beruhen auf den Daten der EEX. Wirkungsgrade für die verschiedenen Kraftwerkskategorien basieren auf einer eigenen Recherche zu baujahrabhängigen und technologiespezifischen Wirkungsgradformeln sowie auf eigenen Expertenschätzungen.

3.3 Szenarien für die CO₂-Mindestpreise

Für die Analysen wurde eine Reihe von Szenarien für die Einführung von CO₂-Mindestpreisen definiert. Für den Fall einer Einführung solcher Mindestpreise nur in Deutschland wurden die CO₂-Mindestpreise in Zehnerschritten von 20 bis 50 € variiert. Darüber hinaus wurden Sensitivitäten für eine Erweiterung des Anwendungsbereichs der CO₂-Mindestpreise auf wichtige Nachbarstaaten Deutschlands untersucht. Insgesamt ergeben sich damit sieben Szenarien, die auf Grundlage der oben beschriebenen Parametrisierung mit jeweils eigenen Modellläufen untersucht wurden:

- » Basislauf: CO₂-Preis von 7,38 €/t (historischer Wert 2012)
- » CO₂-Mindestpreis Deutschland 20 €: CO₂-Preis von 20 €/t für Deutschland (und 7,38 €/t in den Nachbarländern)
- » CO₂-Mindestpreis Deutschland 30 €: CO₂-Preis von 30 €/t für Deutschland (und 7,38 €/t in den Nachbarländern)
- » CO₂-Mindestpreis Deutschland 40 €: CO₂-Preis von 40 €/t für Deutschland (und 7,38 €/t in den Nachbarländern)

- » CO₂-Mindestpreis Deutschland 50 €: CO₂-Preis von 50 €/t für Deutschland (und 7,38 €/t in den Nachbarländern)
- » CO₂-Mindestpreis 29 € für Teilregion Nord-West: CO₂-Preis von 29 €/t für ausgewählte Staaten des Nord-West-Regionalmarkts, d. h. Deutschland, Dänemark, die Niederlande, Frankreich und ein unveränderter CO₂-Preis von 7,38 €/t für die Schweiz, Österreich, Norwegen, Schweden, Polen und die Tschechische Republik
- » CO₂-Mindestpreis 40 € für Teilregion Nord-West: CO₂-Preis von 40 €/t für ausgewählte Staaten im Nord-West-Regionalmarkt, d. h. für Deutschland, Dänemark, die Niederlande, Frankreich und ein unveränderter CO₂-Preis von 7,38 €/t für die Schweiz, Österreich, Norwegen, Schweden, Polen und die Tschechische Republik.

Der regionale Bezug für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises wurde einerseits aus einer politischen Chancenbewertung für ein solches Konzept, andererseits aber auch mit Blick auf die Effektivität einer nicht EU-weit umgesetzten Preisregelung gewählt.⁴

Die Höhe der betrachteten CO₂-Preise reicht damit von dem für Großbritannien eingeführten bzw. in einigen Vorschlägen für Deutschland diskutierten Niveau, bis zu der Höhe, ab dem in der Einsatzreihenfolge am Strommarkt ein Brennstoffwechsel von Braunkohle (Altkraftwerke) zu Erdgas (hocheffiziente Neubaukraftwerke) stattfinden könnte.

Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass CO₂-Mindestpreis-Szenarien von 40 €, zumal für eine konzertierte Aktion mehrerer europäischer Länder, deutlich über die Preiseffekte hinausgehen, die zumindest kurz- und mittelfristig über die derzeit mit den Vorschlägen der Europäischen Kommission angestrebte strukturelle Reform des EU ETS erreicht werden können. Nach aktuellen Berechnungen der EU-Kommission wird ein CO₂-Preis von 40 €/t erst wieder im Jahr 2030 erreicht (Europäische Kommission 2014).

4 Ergebnisse der Modellierung

4.1 Wirkungen eines Mindestpreises auf Brennstoffmix und CO₂-Emissionen

Abbildung 4.1 zeigt zunächst die Ergebnisse des Basislaufs der Modellierung, in dem der historische CO₂-Preis von 7,38 €/t verwendet wurde (blau), im Vergleich zu den historischen Daten für 2012 (rot). Dargestellt ist der jährliche Stromaustauschsaldo Deutschlands mit den jeweiligen Nachbarländern. Importe nach Deutschland sind im positiven Bereich der y-Achse aufgetragen, Exporte aus Deutschland in das jeweilige Nachbarland im negativen Bereich. Darüber hinaus wird der gesamte Nettostromaustausch Deutschlands mit allen Nachbarländern gezeigt. Dabei werden hier die Daten für die kommerziellen grenzüberschreitenden Stromflüsse zugrunde gelegt, die sich als Ergebnis der Optimierung am Strommarkt einstellen und denen auch die Abbildung des Strommarkts und der resultierenden Flüsse in der Modellierung entspricht.⁵

Insgesamt exportierte Deutschland im Jahr 2012 mehr Strom, als es importierte. Der jährliche Export-Saldo der kommerziellen Stromflüsse betrug ca. 16 TWh, wobei der Import-Exportsaldo zwischen Deutschland und den Nachbarländern sich jedoch von Land zu Land unterscheidet. So exportierte Deutschland im Jahr 2012 im Jahressaldo Strom nach Österreich, Frankreich, in die Niederlande und in die Schweiz. Überwiegend importiert wurde aus Dänemark, Schweden, Polen und Tschechien.

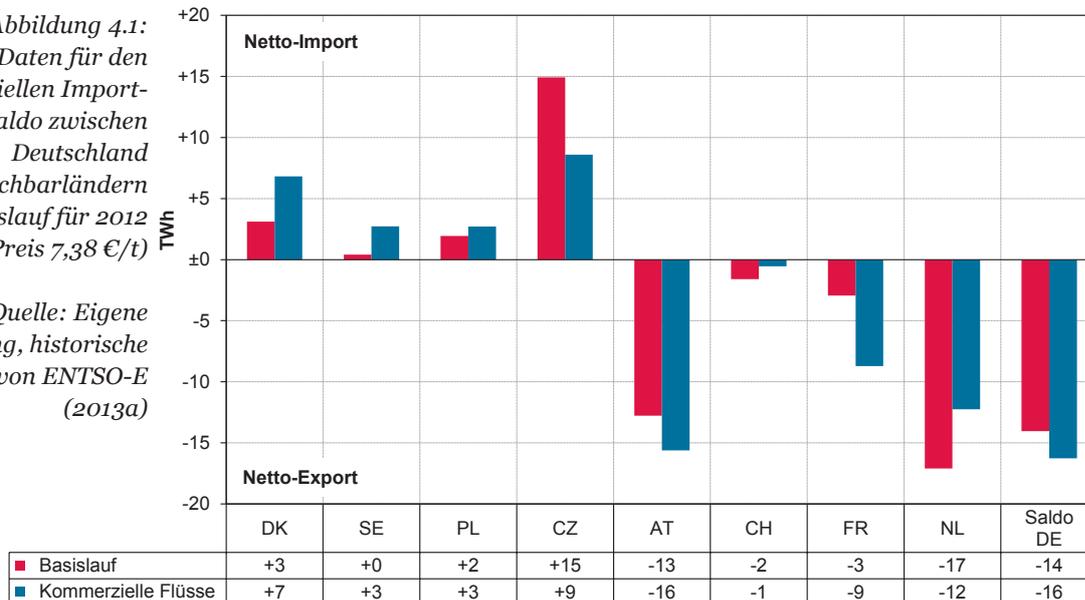
Das Modell trifft in allen Fällen die Richtung des Saldos, aber die Höhe weicht teilweise von den historischen Daten deutlich ab. So wird zum Beispiel im Modell ein höherer Import aus der Tschechischen Republik berechnet als in der Realität beobachtet, ebenso unterschätzt das Modell im Vergleich zu den realen Exporten die Stromausfuhr nach Frankreich.

Diese Abweichungen haben verschiedene Ursachen. Zu nennen sind unter anderem die vereinfachte Darstellung der Nachbarkraftwerksparks als aggregierte Kraftwerkskategorien, die Nichtberücksichtigung des Netzes sowie die üblichen Unsicherheiten bei den Inputdaten, sowohl was das Inland als auch das Ausland betrifft. So ist zum Beispiel nicht bekannt, welcher Erdgaspreis für jedes einzelne Erdgaskraftwerk bei der Einsatzentscheidung am Strommarkt in Ansatz gebracht wird, je nach Vertragsbedingungen können diese jedoch von Kraftwerk zu Kraftwerk erheblich variieren. Darüber hinaus werden Revisionszeiten von Kraftwerkeblöcken im Modell durch eine pauschale Verknappung der verfügbaren elektrischen Leistung abgebildet, was insbesondere in Ländern mit hohem Kernenergieanteil zu Verzerrungen führen kann.

Für die folgenden Betrachtungen sind im Wesentlichen die Differenzen zwischen dem Basislauf und den jeweiligen Szenarien, in denen der CO₂-Preis variiert wird, relevant. Dabei heben sich grundsätzliche Über- oder Unterschätzungen in eine Richtung bei der Differenzbildung weitgehend auf, dennoch ist bei der Interpretation von Modellergebnissen immer zu berücksichtigen, dass es sich um die Abbildung von Mechanismen und die Analyse von Größenordnungen im Rahmen der verfügbaren Daten und Modellsystematiken handelt.

Abbildung 4.1:
Ist-Daten für den
kommerziellen Import-
Exportsaldo zwischen
Deutschland
und Nachbarländern
und Basislauf für 2012
(CO₂-Preis 7,38 €/t)

Quelle: Eigene
Berechnung, historische
Daten von ENTSO-E
(2013a)

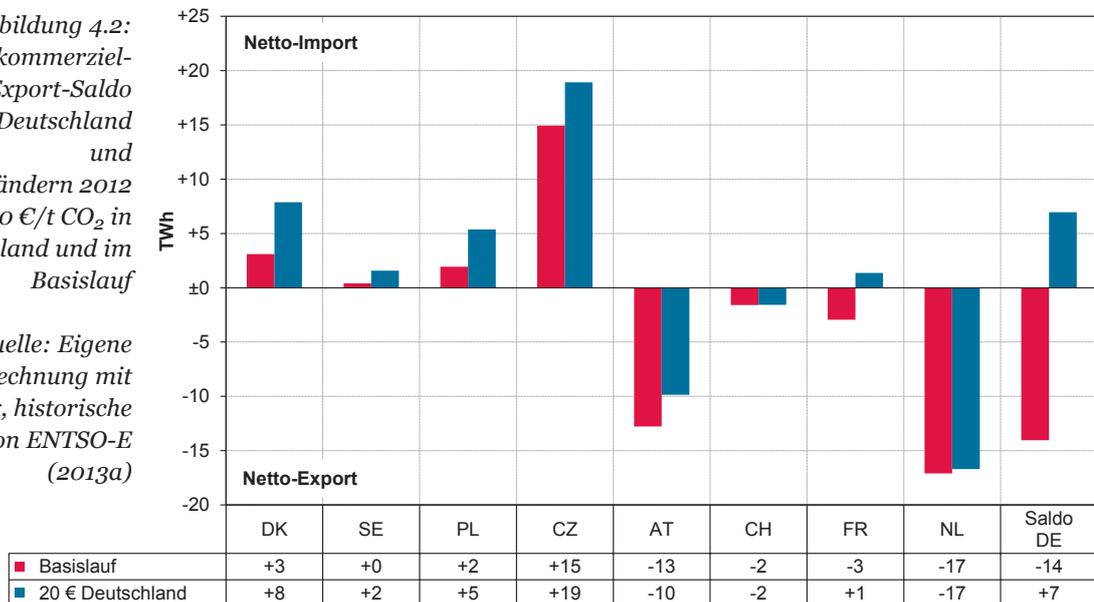


Die Abbildungen 4.2 bis 4.9 zeigen die jährlichen Import-Export-Salden bei Variation des CO₂-Preises in Deutschland zwischen 20 €/t und 50 €/t sowie die entsprechenden Veränderungen der Stromerzeugung der Kraftwerksparks in Deutschland und der benachbarten Länder und schließlich auch die resultierenden CO₂-Emissionen. Zum Vergleich sind jeweils die Modellergebnisse des Basislaufs dargestellt.

Bereits bei einem allein für Deutschland eingeführten CO₂-Mindestpreis von 20 €/t (Abbildung 4.2) importiert Deutschland im Jahressaldo Strom (7 TWh), während im Basislauf überwiegend Strom exportiert wurde (im Modell 14 TWh, real 16 TWh). Insgesamt verlagert sich gegenüber dem Basislauf eine Stromproduktion von 21 TWh von Deutschland ins Ausland. Die Nettoimporte aus allen Ländern, aus denen auch im Basislauf importiert wurde, steigen an, insbesondere kommen knapp 5 TWh zusätzlich aus Dänemark, 4 TWh mehr aus der Tschechischen Republik, und 3 TWh zusätzlich aus Polen. Statt Nettoexporten nach Frankreich, wie im Basislauf, sind nun niedrige Nettoimporte aus Frankreich zu verzeichnen, und der Nettoexport nach Österreich nimmt um 3 TWh ab.

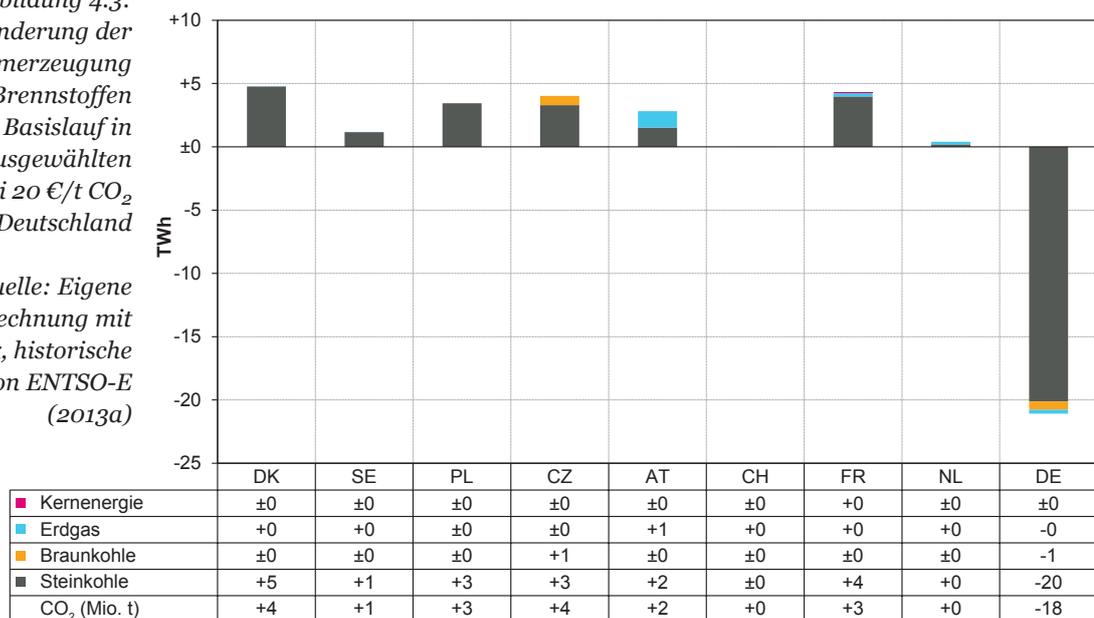
Diese Veränderungen bei den grenzüberschreitenden Stromflüssen resultieren aus einer Veränderung der grenzkostenbasierten Abrufreihenfolge der Kraftwerke (Merit-Order). Mit der Einführung eines CO₂-Mindestpreises von 20 €/t CO₂ sinkt insbesondere die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken um insgesamt 20 TWh, die Stromproduktion aus Braunkohlekraftwerken geht um knapp 1 TWh zurück (Abbildung 4.3). Dafür steigt die Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken in Dänemark, Polen, Tschechien und Frankreich jeweils um 3 bis 5 TWh an. In Tschechien ist zudem ein leichter Anstieg der Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken zu verzeichnen. In Österreich steigt die Stromproduktion aus Steinkohle um 1,5 TWh, die aus Erdgas um gut 1 TWh an. Erdgaskraftwerke werden bei einem CO₂-Preis von 20 €/t am Strommarkt also noch nicht vor Kohlekraftwerken eingesetzt.

Abbildung 4.2:
Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 20 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf



Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex, historische Daten von ENTSO-E (2013a)

Abbildung 4.3:
Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 20 €/t CO₂ in Deutschland



Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex, historische Daten von ENTSO-E (2013a)

Die Abbildung 4.3 zeigt schließlich auch die Änderung der CO₂-Emissionen in den ausgewählten Ländern gegenüber dem Basislauf. Während die CO₂-Emissionen in Deutschland um knapp 18 Mio. t sinken, steigen sie durch die zusätzliche Stromproduktion auf Basis fossiler Brennstoffe in den anderen Ländern an.⁶ Unter Berücksichtigung aller Nachbarländer ergibt sich insgesamt eine Minderung der CO₂-Emissionen um eine gute halbe Million Tonnen.

Die für einen CO₂-Mindestpreis von 20 €/t beschriebenen Effekte verstärken sich, wenn in Deutschland ein CO₂-Mindestpreis von 30 €/t eingeführt würde. Abbildung 4.4 zeigt, dass der Nettostromimport nach Deutschland nun auf 19 TWh ansteigt. Gegenüber dem Basislauf verlagern sich nun 33 TWh Stromerzeugung ins

Ausland. Insbesondere die Importe aus Dänemark, Polen, Tschechien und Frankreich steigen weiter an. Die Exporte nach Österreich sinken, und die Exporte in die Niederlande reduzieren sich nun ebenfalls.

Abbildung 4.4:
Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 30 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex, historische Daten von ENTSO-E (2013a)

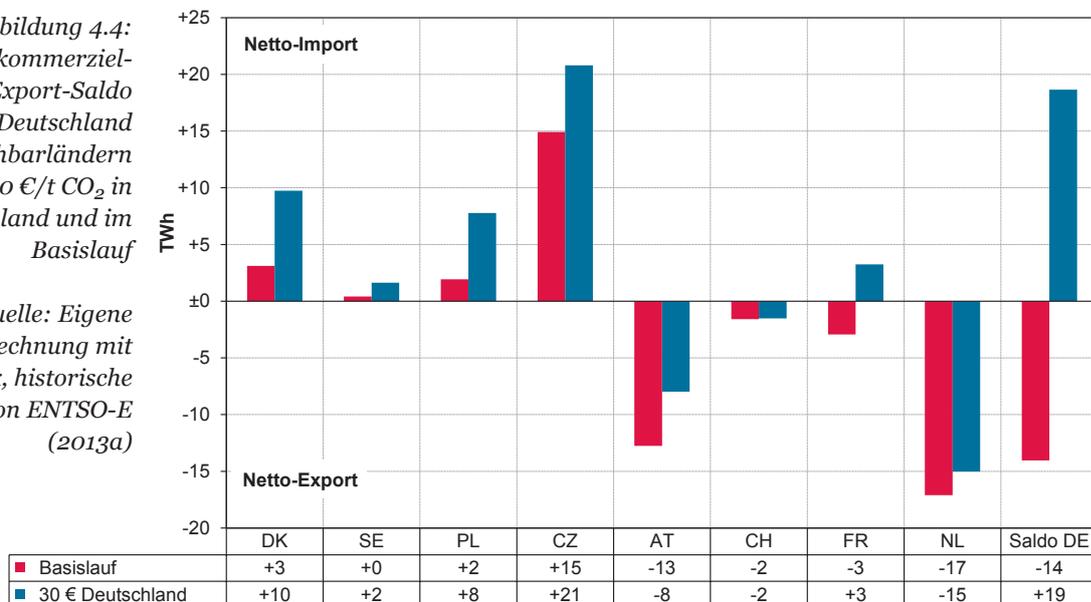


Abbildung 4.5:
Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 30 €/t CO₂ in Deutschland

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex

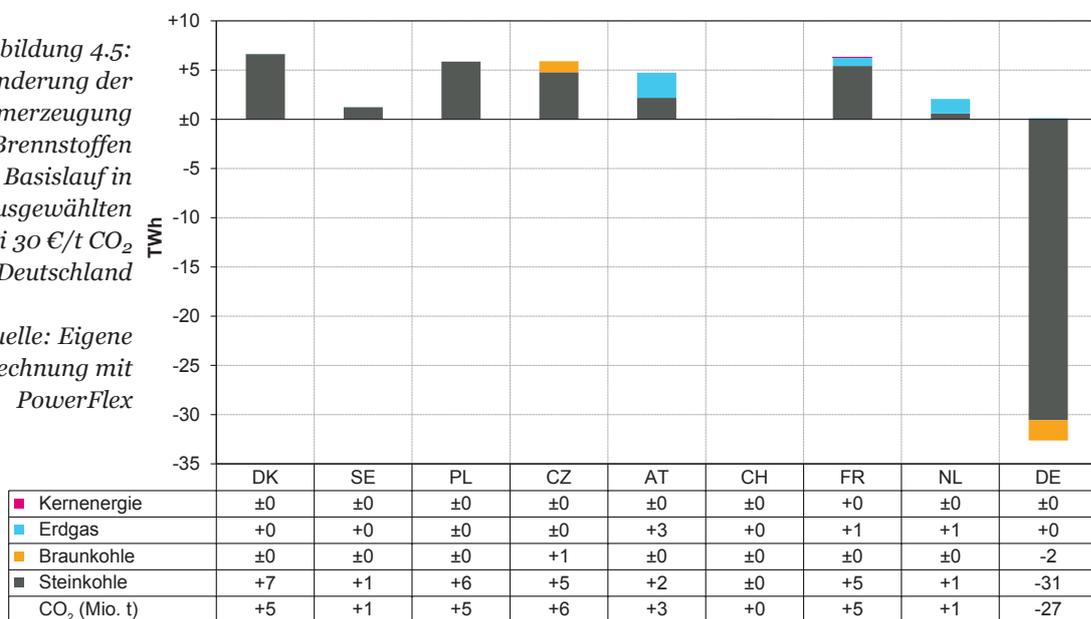


Abbildung 4.5 zeigt den veränderten Brennstoffmix bei einem CO₂-Preis von 30 €/t gegenüber dem Basislauf. In Deutschland nimmt die Steinkohle-Stromproduktion nun um 31 TWh ab, die Braunkohle-Stromproduktion sinkt um 2 TWh gegenüber dem Basislauf. In Dänemark, Polen, Tschechien und Frankreich steigt die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken – auch gegenüber dem Szenario mit einem CO₂-Preis von 20 €/t – weiter an. Die Braunkohle-Stromproduktion in Tschechien erhöht sich noch leicht. Nun ist auch eine zu-

sätzliche Stromproduktion aus Erdgaskraftwerken von insgesamt knapp 5 TWh in Frankreich, den Niederlanden und vor allem Österreich zu beobachten. Insgesamt sinken die CO₂-Emissionen aus allen Ländern um ca. 2 Mio. t, in Deutschland reduzieren sie sich um 27 Mio. t.

Bei einem CO₂-Mindestpreis von 40 €/t in Deutschland steigt der jährliche Importsaldo auf 31 TWh. Insgesamt werden 45 TWh ins Ausland verlagert (Abbildung 4.6). Gegenüber dem Szenario mit einem CO₂-Preis von 30 €/t steigt der Importsaldo aus Dänemark, Polen, und Tschechien um jeweils eine weitere Terawattstunde an. Der Export nach Österreich reduziert sich um zusätzliche 4 TWh auf knapp 4 TWh, der Export in die Niederlande sinkt um weitere 3 TWh auf nun 12 TWh.

Die Stromproduktion aus Steinkohle sinkt in Deutschland bei einem CO₂-Preis von 40 €/t nun um 42 TWh gegenüber dem Basislauf (Abbildung 47). Dies sind weitere 11 TWh weniger als im 30 €/t-Szenario, aber sie steigt in Dänemark, Tschechien, Frankreich den Niederlanden und Österreich um weniger als 1 TWh im Vergleich zum 30 €/t-Szenario zusätzlich an. Die Erzeugung der Steinkohlekraftwerke lässt sich in diesen Ländern also nicht mehr beliebig steigern. In Polen nimmt die Steinkohle-Stromproduktion um zusätzliche 1,5 TWh zu, insgesamt sind es dort nun gut 7 TWh mehr als im Basislauf.

In Deutschland lässt sich nun auch eine deutlichere Reduzierung des Braunkohlestroms gegenüber dem Basislauf verzeichnen: Er reduziert sich um 8 TWh. Gleichzeitig ist erstmals eine gegenüber dem Basislauf zusätzliche Stromproduktion aus Erdgaskraftwerken von 5 TWh in Deutschland zu beobachten. Auch in Frankreich, den Niederlanden und Österreich steigt die Erdgas-Stromproduktion auf in Summe knapp 13 TWh an. Bei einem Preisniveau von 40 €/t in Deutschland lässt sich also erstmals ein substantieller Brennstoffwechsel am Strommarkt zugunsten von Erdgas und zu Lasten von Braunkohle beobachten. Die CO₂-Emissionen im gesamten Bilanzraum bestehend aus Deutschland und den Nachbarländern sinken gegenüber dem Basislauf um 10 Mio. t, ein Emissionsvolumen von etwa 32 Mio. t CO₂ wird durch Erzeugungsverlagerung von Deutschland in die Nachbarstaaten verschoben.

Abbildung 4.6:
Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 40 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex, historische Daten von ENTSO-E (2013a)

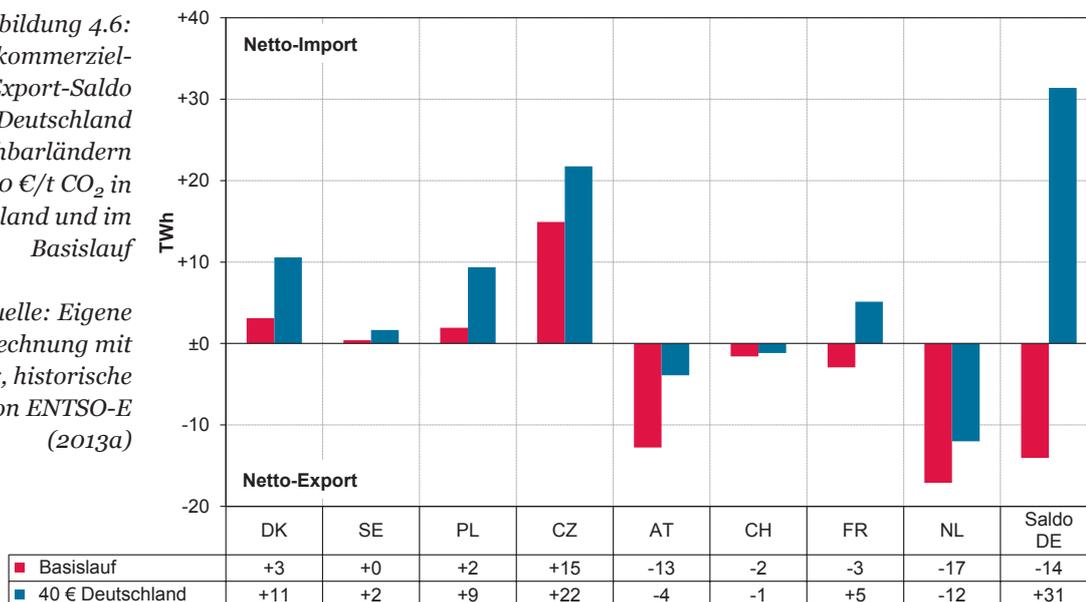
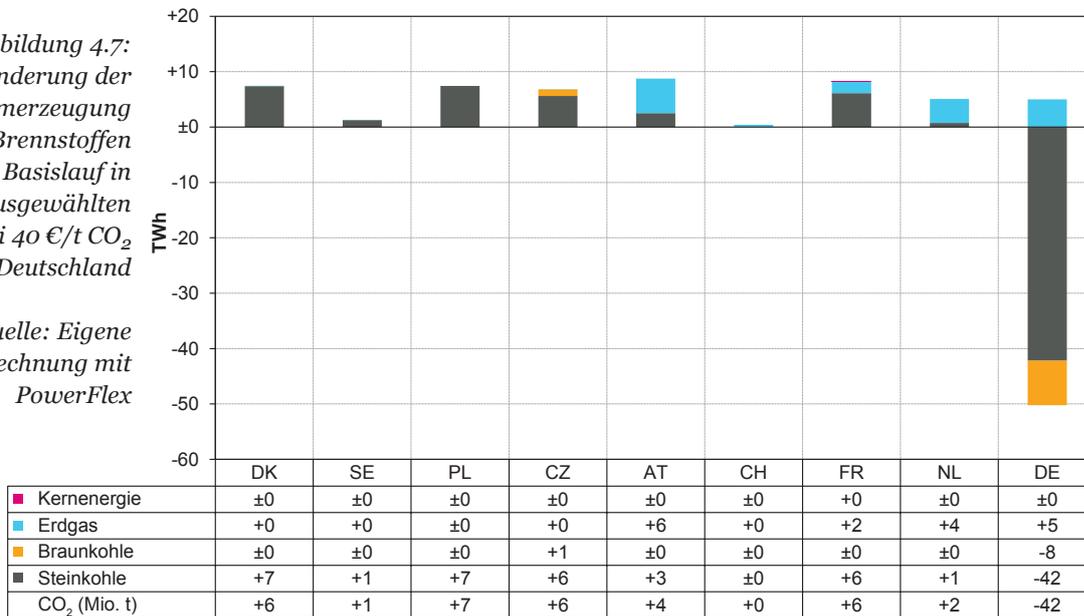


Abbildung 4.7:
Änderung der
Stromerzeugung
nach Brennstoffen
ggü. Basislauf in
ausgewählten
Ländern bei 40 €/t CO₂
in Deutschland

Quelle: Eigene
Berechnung mit
PowerFlex



Als Szenario mit dem höchsten Mindestpreis wurde schließlich die Variante mit einem CO₂-Mindestpreis von 50 €/t für Deutschland betrachtet. Hier erhöht sich der Importsaldo auf 43 TWh. Insgesamt verlagern sich nun 57 TWh von Deutschland ins Ausland. Die Nettoimporte aus Dänemark, Schweden, Polen und Tschechien bleiben dabei in etwa gleich hoch wie in dem Szenario mit einem CO₂-Mindestpreis von 40 €/t, ebenso der niedrige Exportsaldo in die Schweiz. Die Nettoimporte aus Frankreich erhöhen sich gegenüber dem 40-€/t-Lauf um zusätzliche 1 TWh und betragen nun 6 TWh. Die Nettoexporte nach Österreich verringern sich um weitere 3 TWh auf nun nur noch etwa 1 TWh. Die größte Änderung mit der Erhöhung des CO₂-Preises von 40 auf 50 €/t ist für den Strom-austausch mit den Niederlanden zu beobachten, wo der Exportsaldo sich um 6,5 TWh reduziert und nun nur noch 5 TWh beträgt.

Entsprechend ändert sich auch der Brennstoffmix mit einem deutschen Mindestpreis von 50 €/t CO₂. In Deutschland reduziert sich die Steinkohle-Stromerzeugung nun um 55 TWh gegenüber dem Basislauf, die Stromproduktion aus Braunkohlekraftwerken nimmt um 19 TWh ab. Inländische Erdgaskraftwerke liefern dafür 18 TWh mehr als im Basislauf. Die Steinkohle-Stromproduktion in allen Nachbarländern lässt sich nicht mehr substantiell steigern, so dass sie nicht mehr auf die größere CO₂-Preisdifferenz zu Deutschland reagieren kann und nunmehr in verstärktem Maße die Erdgasverstromung zum Zuge kommt. Auch die Braunkohle-Stromproduktion in Tschechien hatte bereits in dem Szenario mit einem CO₂-Preis von 40 €/t ihr Maximum erreicht und erhöht sich mit der Steigerung des deutschen CO₂-Preises auf 50 €/t nicht mehr. Insgesamt steigt die Stromproduktion aus Erdgas-Kraftwerken im Ausland mit der Erhöhung des Mindestpreises in Deutschland von 40 auf 50 €/t um weitere 11 TWh an. Insgesamt erbringen Erdgaskraftwerke im Ausland gegenüber dem Basislauf eine zusätzliche Produktion von gut 23 TWh.

In Deutschland ergibt sich aus dem starken Rückgang der Braun- und Steinkohle-Verstromung bei einem CO₂-Mindestpreis von 50 € eine CO₂-Einsparung von 61 Mio. t gegenüber dem Basislauf. Im gesamten Bilanzraum aller hier betrachteten Länder ergibt sich durch die teilweise Substitution von deutschem Kohle-

strom mit Strom aus Erdgaskraftwerken eine Minderung von insgesamt 24 Mio. t CO₂-Emissionen gegenüber dem Basislauf. Damit bewirkt ein nur für Deutschland eingeführter Mindestpreis von 50 €/t CO₂ eine Emissionsminderung von 24 Mio. t CO₂, ein Emissionsvolumen von 37 Mio. t CO₂ wird durch Erzeugungsverlagerung faktisch grenzüberschreitend verschoben.

Abbildung 4.8:
Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 50 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex, historische Daten von ENTSO-E (2013a)

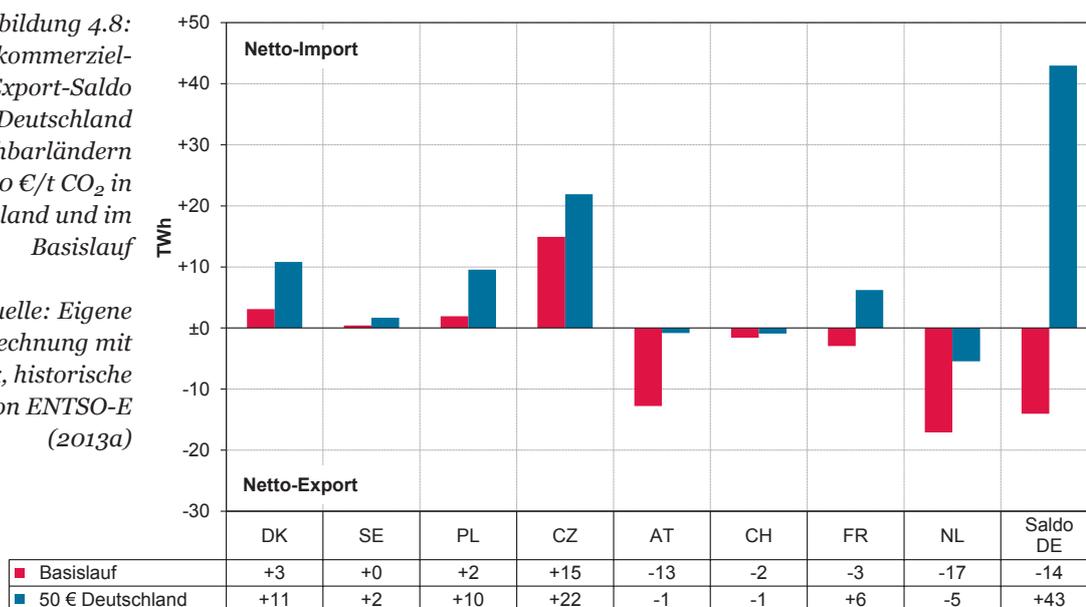
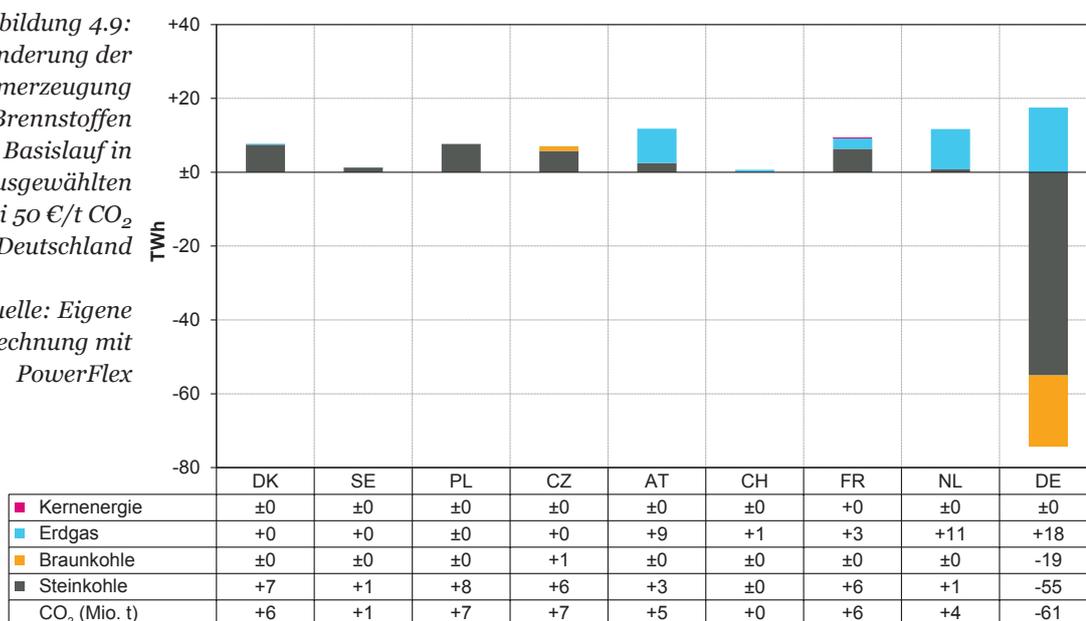


Abbildung 4.9:
Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 50 €/t CO₂ in Deutschland

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex



Zusätzlich zur Einführung eines CO₂-Mindestpreises für Deutschland in unterschiedlicher Höhe wurde auch untersucht, wie sich die Einführung eines Mindestpreises in einer Ländergruppe, bestehend aus Deutschland, Dänemark, Niederlande und Frankreich, auswirken würde:

- » die Einführung eines CO₂-Preises von 29 €/t in den vier genannten Ländern (Szenario „Mindestpreis 29 € für Teilregion Nord-West“), wobei in der Schweiz, Österreich, Norwegen, Schweden, Polen und Tschechien weiterhin ein CO₂-Preis von 7,38 €/t wirkt;
- » die Einführung eines CO₂-Preises von 40 €/t in denselben vier Ländern (Szenario „Mindestpreis 40 € für Teilregion Nord-West“) und einem CO₂-Preis von unverändert 7,38 €/t für die übrigen Länder.

Für das Szenario „Mindestpreis 29 € für Teilregion Nord-West“ wird der signifikante Exportüberschuss Deutschlands von 14 TWh durch einen leichten Importüberschuss von 4 TWh abgelöst. Dieser Wert liegt leicht unter dem Netto-Importsaldo für das Szenario eines allein in Deutschland eingeführten Mindestpreises von 20 €/t CO₂. Insgesamt wird im Vergleich zum Basislauf die Produktion von 18 TWh Strom ins Ausland verlagert (Abbildung 4.10).

Aus Dänemark, wo ebenfalls ein CO₂-Preis von 29 €/t angenommen wird, wird im Saldo mit nur noch 1 TWh weniger importiert als im Basislauf. Der Exportüberschuss aus Deutschland nach Frankreich bleibt beim nunmehr gleichen CO₂-Preis in beiden Ländern erhalten und ist mit 4 TWh etwas höher als im Basislauf. Der Exportüberschuss in die Niederlande beträgt genau wie im Basislauf 17 TWh.

Die Situation mit einem CO₂-Preis von 29 €/t in diesen vier Ländern führt also zu signifikant anderen Effekten als ein ähnlich hoher CO₂-Preis von 30 €/t, der nur in Deutschland gilt. Bei letztgenanntem Modelllauf waren deutlich höhere Importüberschüsse aus Dänemark (10 TWh) und ein positiver Importsaldo aus Frankreich (3 TWh) zu beobachten sowie gegenüber dem Basislauf leicht reduzierte Exporte aus Deutschland in die Niederlande (15 TWh). Die Nettoimporte aus Tschechien (21 TWh), Polen (8 TWh) und Schweden (2 TWh), wo der niedrigere CO₂-Preis von 7,38 €/t angenommen wurde, entsprechen den Werten für den Lauf mit einem 30 €/t CO₂ Mindestpreis exklusiv für Deutschland. Die Exportüberschüsse nach Österreich und in die Schweiz, für die ebenfalls keine Einführung des Mindestpreises angenommen wurde, gehen im Vergleich zum Szenario mit dem deutschen CO₂-Mindestpreis von 30 € leicht zurück.

Abbildung 4.11 zeigt die entsprechende Veränderung des Brennstoffmixes gegenüber dem Basislauf. In Dänemark und Frankreich gibt es einen leichten Rückgang der Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken von jeweils 2 TWh, in den Niederlanden ändert sich der Brennstoffmix dagegen nicht. In Polen und Tschechien steigt gegenüber dem Basislauf die Produktion aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke auf das gleiche Niveau wie im Lauf mit einem ausschließlich in Deutschland eingeführten CO₂-Mindestpreis von 30 €.

In Österreich, wo ebenfalls nur ein effektiver CO₂-Preis von 7,38 €/t angenommen wurde, profitieren dennoch die Gaskraftwerke, die zusätzliche 5 TWh Strom produzieren, auch die österreichischen Steinkohlekraftwerke erzeugen 2 TWh mehr als im Basislauf. Interessant ist, dass in Deutschland die Situation eines Mini-Regionalmarkts mit einem CO₂-Preis von 29 €/t deutlich anders wirkt als der beinahe gleich hohe, aber nur für Deutschland geltende CO₂-Preis von 30 €/t.

Während in letztgenanntem Lauf die Stromproduktion der deutschen Steinkohlekraftwerke gegenüber dem Basislauf um 31 TWh zurückging, mindert sich ihre Stromerzeugung im Mini-Regionalmarkt nur um 18 TWh. Die Braunkohlestromproduktion reduziert sich mit 1 TWh gegenüber dem Basislauf etwas weniger als im Lauf mit 30 €/t. Auch ergibt sich gegenüber dem Basislauf nun eine um etwa 1 TWh erhöhte Erdgasstromerzeugung.

Abbildung 4.10:
Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 29 €/t CO₂ für vier Länder im Nord-West-Regionalmarkt und im Basislauf

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex, historische Daten von ENTSO-E (2013a)

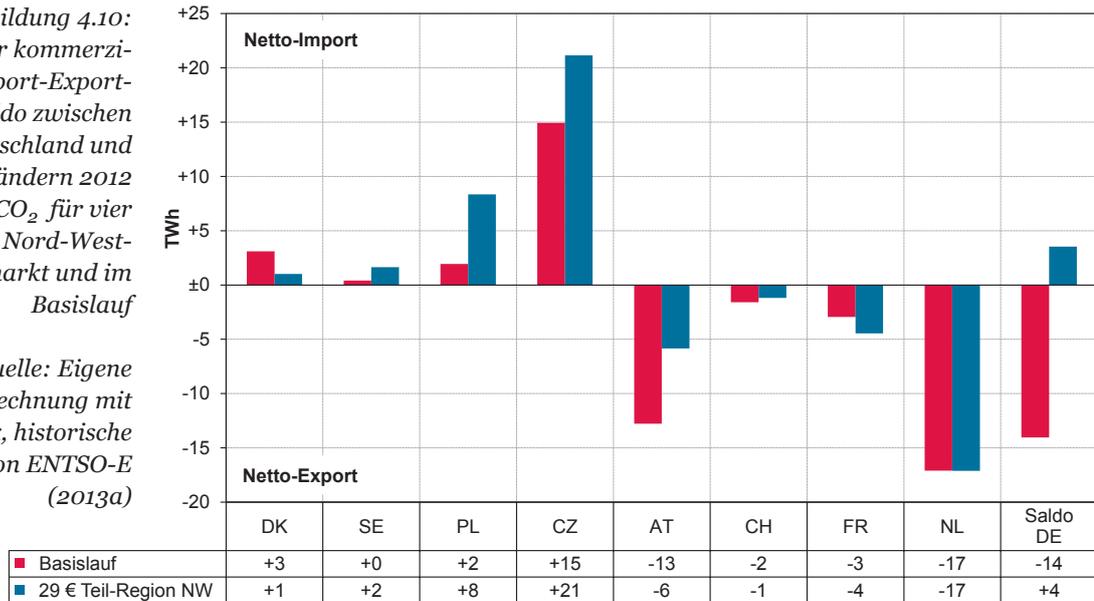
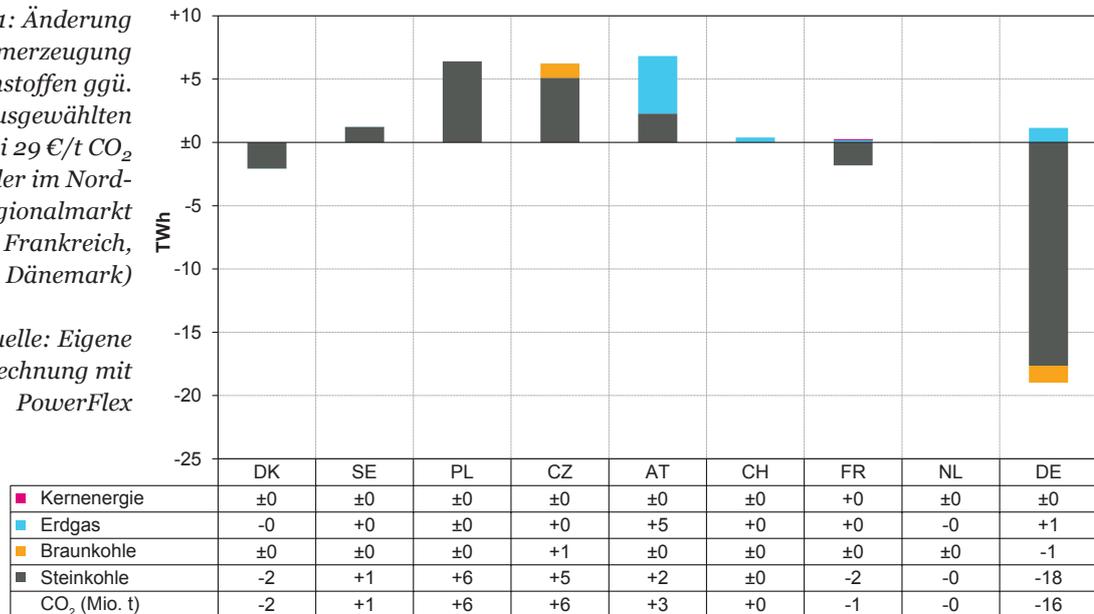


Abbildung 4.11: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 29 €/t CO₂ für vier Länder im Nord-West-Regionalmarkt (Deutschland, Frankreich, Niederlande, Dänemark)

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex



Die CO₂-Emissionen in Deutschland reduzieren sich gegenüber dem Basislauf nun um 16 Mio. t. Der Anstieg der Stromproduktion in Tschechien, Polen und Österreich führt dort zu Mehremissionen. Insgesamt reduzieren sich die CO₂-Emissionen im Bilanzraum bei einem CO₂-Mindestpreis von 29 € in Deutschland, Dänemark, Frankreich und den Niederlanden um 3 Mio. t, und damit in einer ähnlichen Größenordnung wie in dem Szenario mit 30 €/t nur in Deutschland. Der größere Geltungsraum bringt also keine zusätzlichen Einsparungen, solange das Preisniveau nur ca. 30 €/t beträgt und dieser CO₂-Preis keinen breiteren Brennstoffwechsel herbeiführen kann.

Diese Situation verändert sich im Szenario mit einem gemeinsamen CO₂-Mindestpreis von 40 €/t Deutschland, Frankreich, Dänemark und die Niederlande (Szenario „Mindestpreis 40 € für Teilregion Nord-West“).

Auch in diesem Szenario importiert Deutschland im Jahressaldo Strom in Höhe von 5 TWh (Abbildung 4.12), also in ähnlicher Höhe wie im Szenario „Mindestpreis 29 € für Teilregion Nord-West“. Dies entspricht gegenüber dem Basislauf einer Verlagerung von 19 TWh Stromerzeugung ins Ausland. Die Nettoimporte aus Schweden, Polen und Tschechien nach Deutschland entsprechen genau der Situation im Szenario eines nur für Deutschland eingeführten CO₂-Mindestpreises von 40 €. Ähnlich sind hier auch die Nettoexporte nach Österreich mit 3 TWh, die sich im Vergleich zum Szenario für einen exklusiv deutschen CO₂-Mindestpreis von 40 €/t auf etwa 4 TWh erhöhen.

Für einige andere Nachbarländer ergeben sich im Regionalmarkt durchaus Unterschiede, sowohl zur Situation im Basislauf als auch zu dem Szenario mit einem deutschen CO₂-Mindestpreis von 40 €. So wird nach Dänemark nun im Saldo exportiert (1 TWh), während sich für den Basislauf niedrige Nettoimporte von 3 TWh ergaben, die im Szenario mit einem deutschen CO₂-Mindestpreis von 40 € auf 11 TWh angestiegen sind. Frankreich bleibt im Mindestpreis-Szenario von 40 € für den Nord-West-Regionalmarkt im Jahressaldo wie im Basislauf ein Abnehmer von Strom aus Deutschland. Der Exportsaldo von Deutschland nach Frankreich steigt sogar auf 6 TWh. In allen Szenarien mit einem nur für Deutschland geltenden CO₂-Mindestpreis hatte sich dagegen die Richtung der Stromflüsse umgekehrt, so dass es zu Nettoimporten aus Frankreich nach Deutschland kam. Für die Schweiz und die Niederlande entspricht der Stromaustausch mit Deutschland im diesem Szenario für den Nord-West-Regionalmarkt in etwa der Situation im Basislauf.

Abbildung 4.13 verdeutlicht die Änderungen des Brennstoffmixes in der Stromerzeugung im Vergleich. In den vier Ländern Deutschland, Niederlande, Frankreich und Dänemark, in denen der CO₂-Mindestpreis von 40 €/t gilt, nimmt die Stromerzeugung aus Kohle ab. In Tschechien und Polen, wo ein niedrigerer CO₂-Preis von 7,38 €/t wirkt, steigt dagegen die Produktion von Stein- und Braunkohlestrom auf ähnliche Werte wie im Szenario für den deutschen CO₂-Mindestpreis von 40 €. In Frankreich, den Niederlanden, Österreich und Deutschland nimmt die Stromproduktion aus Erdgaskraftwerken zu. Insgesamt werden gegenüber dem Basislauf 29 TWh mehr Erdgasstrom produziert, davon 12 TWh in Deutschland.

Durch die Verdrängung von Kohlestrom sinken die CO₂-Emissionen im gesamten Bilanzraum um knapp 16 Mio. t gegenüber dem Basislauf. In Polen und Tschechien steigen die CO₂-Emissionen durch die zusätzliche Stromproduktion um jeweils 7 Mio. t an. In Deutschland sinken die CO₂-Emissionen um 24 Mio. t gegenüber dem Basislauf. Ein Anteil von etwa 8 Mio. t CO₂ dieser national bilanzierten Emissionsminderung entfallen damit auf die Verlagerung von Stromerzeugung und die entsprechenden CO₂-Emissionen ins Ausland.

Abbildung 4.12:
Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 40 €/t CO₂ für vier Länder im nord-west-europäischen Regionalmarkt und im Basislauf

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex, historische Daten von ENTSO-E (2013a)

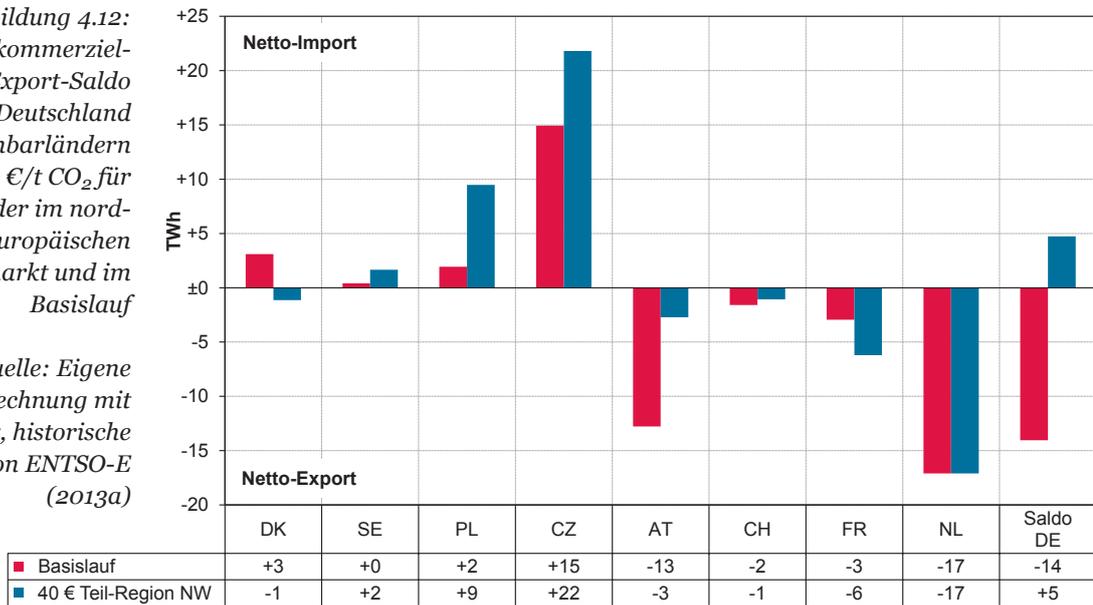
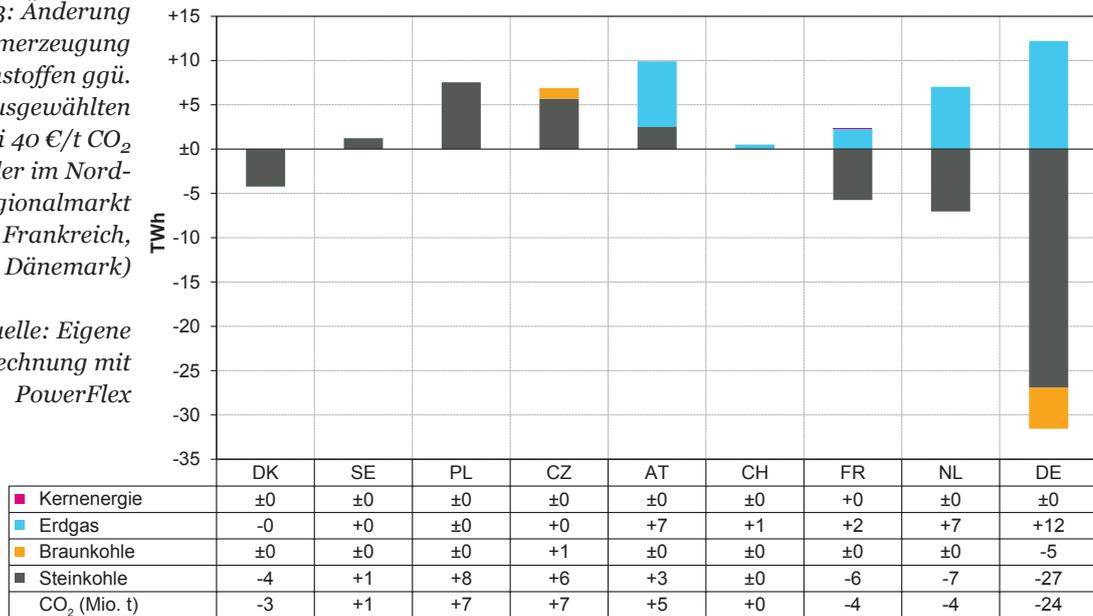


Abbildung 4.13: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 40 €/t CO₂ für vier Länder im Nord-West-Regionalmarkt (Deutschland, Frankreich, Niederlande, Dänemark)

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex



4.2 Zwischenfazit

Abbildung 4.14 vermittelt die Ergebnisse aller Szenarien bezüglich der CO₂-Emissionsreduktion für Deutschland und den gesamten Bilanzraum der hier betrachteten Nachbarländer im Überblick.

Aus einer rein nationalen Perspektive können für Deutschland mit der Einführung eines unilateralen CO₂-Mindestpreises erhebliche zusätzliche Emissionsminderungen für den Stromsektor erschlossen werden. Der Umfang dieser Emissionsminderung hängt klar von den Mindestpreiseniveaus ab und bewegt sich für die Preis-Bandbreite von 20 bis 50 €/t CO₂ in der Größenordnung von knapp 20 bis über 60 Mio. t CO₂.

Bei Berücksichtigung der Verlagerungseffekte der Stromproduktion und der entsprechenden CO₂-Emissionen liegen für CO₂-Preise in der Größenordnung von 20 bis 30 €/t die im Modell errechneten Minderungen für den gesamten Bilanzraum zwischen 1 Mio. t und 3 Mio. t. Wenn der entsprechende Mindestpreis nur in Deutschland eingeführt würde, könnten damit für den gesamten Bilanzraum keine signifikanten Emissionsminderungen erzielt werden, auch wenn die entsprechenden Werte aus einer rein deutschen Perspektive im Vergleich zum Basislauf im Bereich von knapp 20 bis etwas unter 30 Mio. t CO₂ liegen.

Analog dazu ist eine signifikante Emissionsminderung für die Gesamtheit der hier betrachteten Länder möglich, wenn der CO₂ Mindestpreis anspruchsvoll ausgestaltet wird. Dies ist bei unilateraler Einführung eines CO₂-Preises für Deutschland ab Mindestpreiseniveau von 40 €/t CO₂ der Fall. Darüber hinaus entstehen bei einer gleichzeitigen Einführung eines CO₂-Mindestpreises für Deutschland, Dänemark, die Niederlande und Frankreich bereits ab Preiseniveau von etwa 30 €/t CO₂ erkennbare Emissionsminderungen im gesamten Bilanzraum, wenn auch die für Deutschland bilanzierten Emissionsminderungen etwas zurückgehen.

Relevant ist jedoch auch die Zusammenschau der erzielbaren Emissionsminderungen und der Bilanz des grenzüberschreitenden Stromaustauschs. Im Basislauf überwiegen die Exporte aus Deutschland die Importe, dadurch werden erhebliche Emissionen in Deutschland verursacht. Bei einem nur in Deutschland eingeführten CO₂-Mindestpreis von 20 € wird der Stromexportüberschuss Deutschlands abgebaut und durch einen Importüberschuss abgelöst, der jedoch sehr moderat bleibt (Abbildung 4.15), insgesamt wäre die Stromaußenhandelsbilanz Deutschlands in etwa ausgeglichen. Entsprechend hat der über die Kostenstruktur des deutschen Kraftwerksparks für das Jahr 2012 entstandene Export-Überschuss (zugunsten der ausländischen Stromverbraucher) eine Erhöhung des deutschen Emissionsniveaus in der Größenordnung von etwas unter 15 Mio. t CO₂ bedingt. Die unilaterale Einführung eines CO₂-Mindestpreises von knapp 20 € würde diese Situation in etwa rückgängig machen. Eine etwa gleiche Wirkung bezüglich der CO₂-Emissionen und des (deutschen) Strom-Austauschsaldos hätte ein koordiniert eingeführter CO₂-Mindestpreis für Deutschland, die Niederlande, Frankreich und Dänemark in der Größenordnung von 30 € bzw. darüber.

Würde ein solcher Mindestpreis von 30 €/t CO₂ allein für Deutschland eingeführt, würde der Stromimportsaldo nach Deutschland deutlich steigen. Die Ablösung von inländischer Stromerzeugung durch Stromimporte aus den Nachbarländern für den nationalen Verbrauch würde ein signifikanter Emissionsminderungshebel (ca. 10 bis 15 Mio. t CO₂) für Deutschland werden, die Situation des Basislaufs (hoher Stromexportsaldo) würde in etwa umgekehrt (Stromimportsaldo ungefähr gleicher Größenordnung).

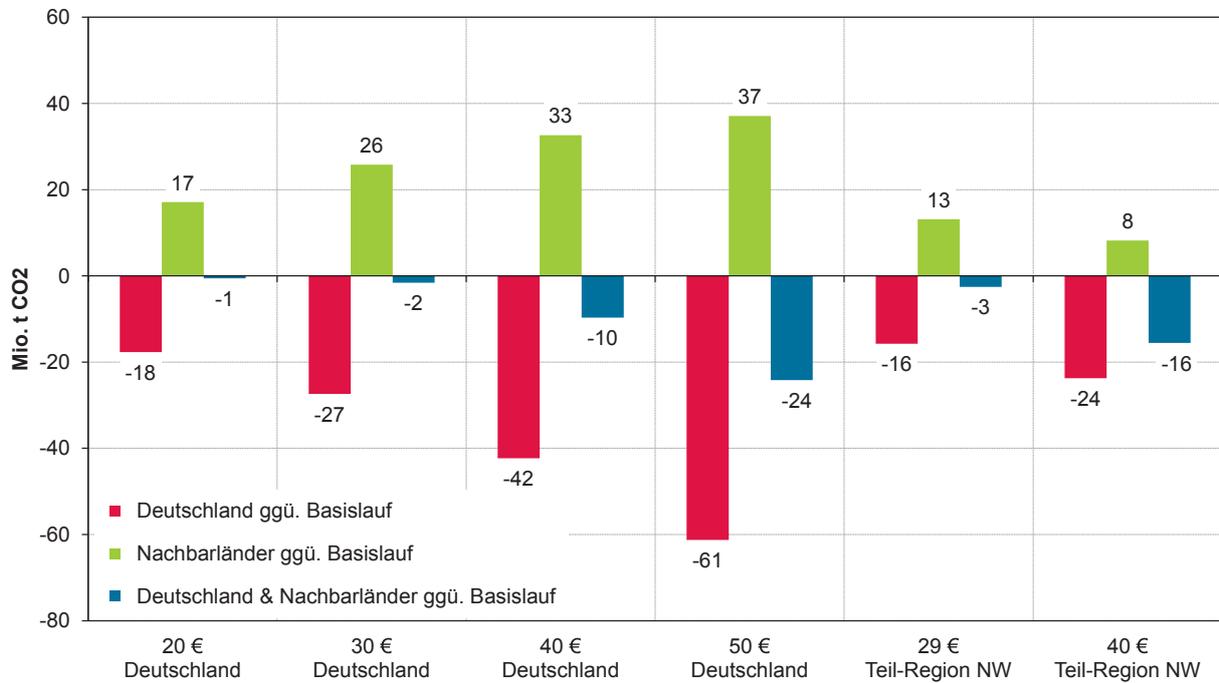


Abbildung 4.14: Änderung der CO₂-Emissionen ggü. Basislauf für die verschiedenen Szenarien
Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex

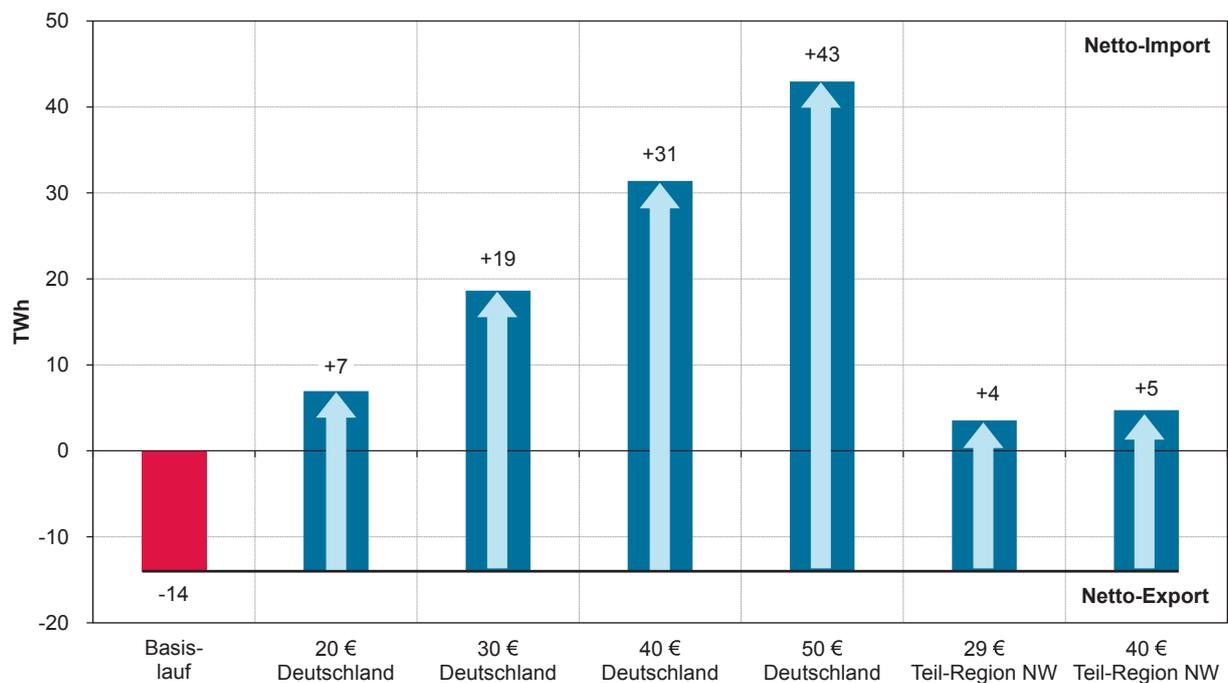


Abbildung 4.15: Änderung des Strom-Exportsaldos für Deutschland ggü. dem Basislauf
Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex

Im Falle höherer, allein in Deutschland eingeführter CO₂-Mindestpreise (ab 40 €/t CO₂) würde sich dieser Trend nochmals signifikant verstärken, allerdings würden die massiven Emissionsminderungen in Deutschland sich dann auch im Emissionsniveau des gesamten Bilanzraums niederschlagen. In den Nachbarländern würden die Emissionen jedoch auch hier steigen, wenn auch die Emissionssteigerungen geringer wären als die entsprechenden Emissionsreduktionen in Deutschland. Die Emissionsminderungseffekte würden damit nicht mehr nur aus einer Verschiebung der Stromproduktion aus letztlich sehr ähnlichen Anlagen über die Ländergrenzen entstehen, sondern in einem mit dem CO₂-Preis zunehmenden Maße auch durch eine darüber hinausgehende, signifikante Änderung des Anlagenbetriebs im deutschen und europäischen Erzeugungssystem.

Bei einer konzertierten Einführung eines Mindestpreises von etwa 40 €/t CO₂ für die vier genannten Länder des Regionalmarkts Nord-West könnten die im gesamten Bilanzraum erzielten Effekte nochmals deutlich gestärkt werden, auch wenn die für Deutschland bilanzierten Emissionsminderungen zurückgehen würden. Dafür würde die erreichte Reduktion der CO₂-Emissionen für Deutschland nicht durch einen Übergang zu massiven Netto-Stromimporten erzielt, sondern durch eine Mischung aus einem Übergang zu einem etwa ausgeglichenen Außenhandelsaldo und einer Veränderung der Erzeugungsstrukturen in Richtung weniger CO₂-intensiver fossiler Erzeugungsanlagen. Aber auch hier würden die Emissionen in den Nachbarstaaten durch die ausfallenden Strombezüge aus Deutschland (leicht) steigen.

Die Modellierung basiert auf den Rahmendaten für 2012. Für die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die Situation in den nächsten Jahren sind folgende Entwicklungen zu beachten:

- » Einerseits sind von 2012 bis Mitte 2014 sowohl die Preise für Steinkohle als auch die für Erdgas gefallen, der Preisrückgang war für Steinkohle jedoch deutlich stärker ausgeprägt als für Erdgas. Bei größerem Preisabstand zwischen Steinkohle und Erdgas sind jedoch höhere CO₂-Preise notwendig als in der Modellierung angesetzt, um einen Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Erdgas anzureizen.
- » Andererseits werden aus verschiedenen Gründen (Luftreinhaltung, mangelnde Wirtschaftlichkeit) in Deutschland und in den Nachbarländern insbesondere ältere Steinkohlekraftwerke in den nächsten Jahren stillgelegt werden (vgl. Öko-Institut et al. 2012). Davon könnten die emissionsärmeren Erdgaskraftwerke sowohl in Deutschland als auch im Ausland profitieren, so dass sich für die Verlagerung von Stromerzeugung auf Steinkohlenbasis möglicherweise etwas geringere Effekte einstellen könnten.

Dynamische Effekte, also Auswirkungen auf Neubau oder Stilllegungen von Kraftwerken, konnten in den hier vorgelegten Untersuchungen nicht berücksichtigt werden und bedürfen weiterer Analysen. Hier wäre beispielsweise zu untersuchen, ob bei einem CO₂-Preis von 40 €/t ältere Stein- und Braunkohlekraftwerke noch ausreichend Deckungsbeiträge erzielen können oder ob sie (vorzeitig) stillgelegt werden müssten.

5

Auswirkungen von CO₂-Mindestpreisen auf Strompreise und -kosten

Neben der Frage nach den Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und der Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs stellt sich die nach den Auswirkungen der untersuchten Konzepte für CO₂-Mindestpreise auf die Strompreise und -kosten. Da die Kosten für CO₂-Zertifikate bei den Geboten der Kraftwerke an der Strombörse eingepreist werden,

ist grundsätzlich ein Anstieg der Strompreise im Großhandelsmarkt zu erwarten. Wie hoch dieser ausfällt, ist jedoch davon abhängig, welches Grenzkraftwerk mit welchen Kosten in wie vielen Stunden preissetzend wird.

Tabelle 5.1: Modellierte Strompreise in den verschiedenen Szenarien

Quelle: Eigene Berechnung mit PowerFlex

In der Modellierung ergibt sich der Strompreis aus der marginalen Kostenänderung, die notwendig wäre, um eine weitere Kilowattstunde im Verbund der Nachbarländer zu erzeugen. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Tabelle 5.1 dargestellt.

Bezug	Basislauf	Deutschland				Teilregion NW	
		20	30	40	50	29	40
CO ₂ -Preis-Szenario [€/t]	7,38	20	30	40	50	29	40
Strompreis [€/MWh]	44,90	52	58	64	71	59	66
Spezifischer Strompreisanstieg pro Intervall [€/MWh je €/t]		0,5	0,6	0,6	0,7		
Strompreisanstieg [€/MWh]							
ohne Dämpfung durch EEG-Umlage		7	13	19	26	14	21
mit Dämpfung durch EEG-Umlage		4	8	11	16	8	13

Im Basislauf liegt der jahresdurchschnittliche modellierte Strompreis mit 44,90 €/MWh leicht über dem historischen Großhandelspreis von 43,14 €/MWh im Jahr 2012. Die Strompreise steigen bei einem allein in Deutschland wirkenden CO₂-Preis von 20 €/t auf 52 €/MWh an. Die weitere Erhöhung des CO₂-Preises in Schritten von 10 €/t bewirkt jeweils eine Erhöhung des Strompreises um knapp 6 €/MWh bis knapp 7 €/MWh.⁷ Bei einem CO₂-Preis von 50 €/t in Deutschland wird in der Modellierung ein Strompreinsniveau von knapp 71 €/MWh erreicht.

Bei Einführung eines CO₂-Mindestpreises in den vier Ländern Deutschland, Frankreich, Dänemark und den Niederlanden in einem nord-west-europäischen Verbund steigt der Strompreis bei einem CO₂-Mindestpreis von 29 €/t auf 59 €/MWh bzw. bei einem CO₂-Mindestpreis von 40 €/t. auf 66 €/MWh. Letzteres würde einem Anstieg der Großhandelspreise für Strom um gut 21 €/MWh oder 48 % gegenüber dem modellierten Basislauf entsprechen.

Diese relativ robusten Ergebnisse bedürfen jedoch mit Blick auf die Stromkosten für die Endverbraucher einer weiteren Analyse. Wichtig ist hier vor allem die Unterscheidung von zwei Stromverbraucher-Gruppen:

- » Für die Stromverbraucher in den privaten Haushalten, im Sektor Gewerbe/ Handel/Dienstleistungen (GHD) sowie die nicht von den Privilegierungsregelungen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erfasste Industrie müssen neben den Strompreiseffekten im Großhandelsmarkt auch die dem entgegenwirkenden Effekte auf die EEG-Umlage berücksichtigt werden.
- » Für die in den Genuss der Privilegierungsregelungen des EEG kommende Industrie wirken die Strompreiseffekte im Großhandelsmarkt direkt.

Für diejenigen Stromverbraucher, die die EEG-Umlage in voller Höhe zu erstatten haben, dämpfen die Wechselwirkungen zwischen EEG-Umlage und Großhandelspreis für Strom die effektiven Strompreis- bzw. -kostenanstiege erheblich ab. Nach Öko-Institut (2013) wird die Erhöhung der Großhandelspreise für Strom durch höhere CO₂-Preise (auf Basis der Rahmendaten für 2014) zu etwa 40 % durch die geringere EEG-Umlage gedämpft, die Großhandelspreise schlagen damit nur zu 60 % auf die Endverbraucherpreise durch.

Für die Bandbreite der hier betrachteten Szenarien ergeben sich für diese Verbrauchergruppen Strompreiserhöhungen in der Größenordnung von 4 bis 16 €/MWh, dies entspricht 0,4 bis 1,6 ct/kWh. Letztlich bleiben die Stromkostenerhöhungen für diese Verbrauchergruppen vergleichsweise gering.

Eine andere Situation ergibt sich für die industriellen Stromverbraucher, die Strom zu Kosten beziehen können, der in der Größenordnung der Großhandelspreise liegt und für die die über die EEG-Umlage entstehenden Dämpfungseffekte nicht entstehen. Im Rahmen des EU ETS können die besonders energieintensiven Industrieunternehmen im Rahmen der entsprechenden EU-Beihilferichtlinie (Europäische Kommission 2013) sowie des entsprechenden Förderprogramms in Deutschland (BMWi 2013, DEHSt) grundsätzlich einen (sehr) großen Teil der über die Strommärkte vermittelten (indirekten) CO₂-Kosten kompensieren. Ob und in welchem Umfang die entsprechenden Kompensationsprogramme auch dann beihilferechtlich zulässig wären, wenn die indirekten CO₂-Kosten sich aus Maßnahmen eines einzelnen Mitgliedstaates oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten ergeben, bedarf einer rechtlichen Prüfung, die im Rahmen der hier vorgelegten Analysen nicht durchgeführt werden konnte.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass durch den EU ETS bewirkte Preissteigerungen am Großhandelsmarkt auch im Kontext der Gesamtheit aller Refinanzierungsmechanismen des Strommarktes bewertet werden müssen. Neben dem o.g. EEG betrifft dies vor allem die in Deutschland aktuell diskutierten bzw. für einige Nachbarstaaten schon in der Einführung befindlichen Kapazitätsmechanismen (Agora 2014). Wenn das Ertragspotenzial des Strommengenmarktes über höhere CO₂-Preise gestärkt wird, verringert sich gleichzeitig das notwendige Refinanzierungsvolumen über z. B. Kapazitätsmärkte. Unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen wird die Einpreisung höherer CO₂-Kosten im Strommarkt sich nur deutlich abgedämpft in den Stromkosten der Verbraucher niederschlagen.

Die Modellierung bestätigt zunächst den qualitativ erwarteten Effekt, dass in Deutschland unilateral eingeführte CO₂-Mindestpreise zwar zu einer Minderung der inländischen CO₂-Emissionen führen, solche nur inländisch wirkenden CO₂-Mindestpreise jedoch gleichzeitig eine Verschiebung der Stromproduktion ins Ausland verursachen, so dass dort zusätzliche Emissionen entstehen. In welchem Umfang diese Mehremissionen unter den in Deutschland vermiedenen Emissionen liegen, hängt davon ab, ob es im System insgesamt zu einer Veränderung der Erzeugungsstrukturen in Richtung CO₂-ärmerer Brennstoffe kommt.

Bei allein in Deutschland wirkenden CO₂-Preisen von weniger als 40 €/t wird im Wesentlichen deutsche Steinkohleverstromung durch ausländischen Steinkohlestrom ersetzt. Ein in Deutschland wirksamer Mindestpreis von 30 €/t trägt in der Modellierung des Jahres 2012 zwar zu einer Minderung der inländischen CO₂-Emissionen um gut 27 Mio. t und damit zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele bei, allerdings steigen dafür die Emissionen in den Nachbarländern um knapp 26 Mio. t. Die hier berechnete Emissionsminderung von knapp 2 Mio. t im gesamten Bilanzraum, bestehend aus Deutschland und seinen Nachbarländern, fällt so gering aus, dass sie im Bereich der Modellunsicherheit liegt.

Für eine spürbare Minderung der CO₂-Emissionen im gesamten Bilanzraum ist ein Brennstoffwechsel notwendig, weg von den besonders emissionsintensiven Energieträgern Stein- und Braunkohle und hin zum emissionsärmeren Erdgas, unabhängig davon, wo die Kraftwerke im Bilanzraum verortet sind. Durch einen in Deutschland geltenden, ausreichend hohen CO₂-Preis kann die Stromproduktion aus deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerken in Erdgaskraftwerke verlagert werden, die sich in Deutschland oder im Ausland befinden können. Ein solcher Brennstoffwechsel und damit eine absolute Emissionsminderung im Bilanzraum lässt sich in der Modellierung erst ab CO₂-Preisen von 40 €/t aufwärts beobachten. In diesem Fall würden in Deutschland gut 42 Mio. t CO₂ vermieden. Dies entspricht einer Emissionsminderung von etwa 4 Prozentpunkten im Vergleich zum Gesamtniveau der Treibhausgasemissionen im Basisjahr 1990. Allerdings steigen auch für diesen Fall die Emissionen in den Nachbarländern um knapp 33 Mio. t, so dass die Minderung im gesamten Bilanzraum knapp 10 Mio. t beträgt.

Wirkungsvoller für die CO₂-Minderung im gesamten Bilanzraum wäre ein CO₂-Mindestpreis in der Höhe von ca. 40 €/t, wenn er nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Ländern gelten und so auch dort zu einer Verdrängung von CO₂-intensiver Stromerzeugung beitragen würde. So könnten in einem nordwest-europäischen Verbund aus Deutschland, den Niederlanden, Frankreich und Dänemark CO₂-Emissionen in Höhe von knapp 16 Mio. t vermieden werden. In Deutschland würde die inländische CO₂-Vermeidung in diesem Fall mit 24 Mio. t allerdings niedriger ausfallen, als bei einem nur in Deutschland geltenden Mindestpreis von 40 €/t, da der Verlagerungsdruck ins benachbarte Ausland geringer wäre. Dort würden die CO₂-Emissionen um 8 Mio. t steigen.

Die Ausweitung des Geltungsbereichs bei einem niedrigeren CO₂-Preis bringt keine signifikante CO₂-Vermeidung im gesamten Bilanzraum, wie das Szenario eines Mindestpreises von 29 €/t in den vier Ländern Deutschland, Dänemark, Frankreich und den Niederlanden zeigt. Hier werden insgesamt nur 3 Mio. t vermieden.

Insgesamt lässt sich also beobachten, dass ein hoher CO₂-Preis, der nur in Deutschland wirkt, inländisch die höchste Emissionsminderung verursacht, für die Emissionsminderung im gesamten Bilanzraum jedoch ein CO₂-Preis in mehreren Ländern, insbesondere solchen mit einem hohen Anteil an Kohlestrom, und in Höhe von 40 €/t aufwärts notwendig wäre.

Wird allerdings auch berücksichtigt, dass die niedrigen CO₂-Preise im Basislauf, zusammen mit der unvorteilhaften Spreizung von Erdgas- und Kohlepreisen, zu einem erheblichen Netto-Exportüberschuss des besonders emissionsintensiven deutschen Kraftwerksparks führt, ergibt sich ein etwas differenzierteres Bild:

- » Mit einem unilateralen CO₂-Mindestpreis von bis zu 20 €/t würde in die Kostenstruktur des deutschen Kraftwerksparks so eingegriffen, dass sich ein etwa ausgeglichenes Verhältnis von Stromimporten und -exporten ergibt. Eine (Rück-)Verschiebung der entsprechenden CO₂-Emissionsmengen (für das Jahr 2012 ca. 15 Mio. t CO₂) in die bis dahin Strom importierenden Staaten könnten aus dem Blickwinkel der klimapolitischen Integrität gerechtfertigt werden. Die entsprechenden Strompreiseffekte wären mit ca. 0,5 ct/kWh in jedem Fall vertretbar.
- » Darüber hinausgehende CO₂-Mindestpreise, die nur in Deutschland wirksam wären, würden für Deutschland vor allem emissionsmindernde Wirkungen durch massiv ansteigende Netto-Stromimporte entfalten, hinter denen in den Nachbarstaaten fossile Stromerzeugung, vor allem auf Steinkohlebasis stehen würde. Solche Effekte wären im Kontext der erheblichen Strompreiseffekten (2 bis 2,5 ct/kWh) nur schwer zu legitimieren, auch wenn die Erreichung nationaler Klimaschutzziele und das damit verbundene Territorialprinzip bei der Zurechnung von Treibhausgasemissionen bzw. entsprechenden Emissionsminderungen vor allem aus der längerfristigen (Transformations-)Perspektive als grundsätzlich sinnvoll angesehen wird.
- » Würden CO₂-Mindestpreise in einer konzertierten Aktion von Deutschland, Frankreich, den Niederlanden und Dänemark eingeführt, so könnten über den CO₂-Mindestpreis getriebene Emissionsverschiebungen auf das Maß begrenzt werden, das den derzeit über die deutschen Nettoexporte verursachten Zusatzemissionen in Deutschland in etwa entspricht. Bei entsprechenden Mindestpreisniveaus von 40 €/t CO₂ würden auch im Gesamtbilanzraum nicht nur Emissionsverschiebungen, sondern auch signifikante Emissionsminderungen erzielt.

Für die Erreichung des nationalen Minderungsziels könnte ein moderater CO₂-Mindestpreis in Deutschland einen Beitrag von mindestens 1,5 Prozentpunkten leisten, ohne dass sich aus den Verschiebungen der grenzüberschreitenden Stromlieferungen signifikante Integritätsprobleme ergeben würden. Durch ein konzertiertes Vorgehen mit einigen Nachbarstaaten könnte dieser Beitrag deutlich erhöht werden. Signifikante Emissionsminderungen jenseits von Verschiebungseffekten ergeben sich jedoch erst bei sehr ambitionierten CO₂-Preisen.

Für die Minderung der CO₂-Emissionen im gesamten Bilanzraum ist das entscheidende Kriterium, dass es zu einer Reduzierung der Stein- und insbesondere Braunkohleverstromung kommt. Für die Emissionsminderung aus deutscher Perspektive stellt sich vor allem die Frage, inwieweit zumindest eine Rückführung der CO₂-intensiven Stromexporte auf einen ausgeglichenen Außenhandelsaldo als legitimes Ziel verfolgt werden kann und soll.

Gerade angesichts der Verteilungswirkungen unilateraler Strategien zur Verbesserung der CO₂-Bepreisung stellt sich die Frage, ob eine Bereinigung der Export-Import-Strukturen bzw. ein Wechsel der Stromproduktion hin zu weniger CO₂-intensiven Erzeugungsoptionen in der Krisenphase des EU ETS allein über unilaterale Korrekturen des CO₂-Preissignals im Strommarkt erreicht werden soll.

Entsprechende Alternativen, d. h. ordnungsrechtlich oder anders arrangierte Eingriffe in den Betrieb oder sogar die Struktur des Kraftwerksparks (Oei et al. 2014) wären diesbezüglich zu prüfen. Auch für diese alternativen Komplementärinstrumente zum EU ETS (CO₂-Grenzwerte, Mindestwirkungsgrade, Verhandlungslösungen etc.), die je nach Ausgestaltung den Kraftwerksbetrieb von besonders emissionsintensiven Kraftwerken deckeln oder die Stilllegung solcher Kraftwerke veranlassen würden, wären die Auswirkungen auf Import und Export und möglicherweise damit verbundene Verlagerung von Emissionen zu prüfen. Die Untersuchung solcher Handlungsstrategien war nicht Teil der hier präsentierten Analysen, gleichwohl lassen sich aus den Ergebnissen der Modellanalysen einige Schlussfolgerungen für diesen Handlungsansatz ziehen:

- » Eine Verlagerung der Erzeugung aus CO₂-intensiven Anlagen in Deutschland ist über den Abbau der Netto-Exportposition dieser Anlagen bis zur Erreichung einer ausgeglichenen Außenhandelsbilanz vertretbar.
- » Rechtfertigen lassen sich entsprechende Handlungsstrategien mit Blick auf die klimapolitische Integrität, wenn eine ggf. grenzüberschreitende Verlagerung der Stromerzeugung auf Anlagen erfolgt, die mindestens die gleichen, möglichst aber geringere spezifische CO₂-Emissionen aufweisen. Das spezifische Emissionsniveau der in der aktuellen Marktsituation nicht betriebenen ausländischen Kraftwerke bildet diesbezüglich den entscheidenden Maßstab für die Bewertung der im Inland verfolgten Verdrängungsmaßnahmen.
- » Ein konzertiertes Vorgehen im Rahmen einer Teilregion des nord-west-europäischen Regionalmarktes könnte helfen, die Nettoexporte der CO₂-intensiven deutschen Kraftwerke abzubauen, ohne darüber hinausgehende, klimapolitisch wenig integrierte Verlagerungen der Stromerzeugung zu initiieren.

Angesichts der existierenden Lücke zur Erreichung des nationalen Klimaziels für 2020 sind jedenfalls Instrumente erforderlich, um die Emissionsminderungspotenziale des Stromsektors auszuschöpfen. Werden keine Maßnahmen ergriffen, um vor allem die Kohlestromproduktion zu begrenzen, wird bei einem weiterhin niedrigen CO₂-Preis die Stromausfuhr Deutschlands massiv zunehmen, auch über das 2013 beobachtete Niveau von im Saldo knapp 34 TWh hinaus (Prognos AG et al. 2014).

Ein CO₂-Mindestpreis in einem bestimmten Geltungsraum bzw. ein entsprechender Aufpreis wird zu einer Erhöhung der Strompreise am Großhandelsmarkt führen, da die höheren Kosten für CO₂ in die Gebote der Kraftwerke an der Strombörse eingepreist würden. Bei CO₂-Mindestpreisen von 20 bis 50 €/t CO₂ steigt der Großhandelspreis in der Modellierung gegenüber dem Basislauf ohne CO₂-Mindestpreis um 0,7 bis 2,5 ct/kWh an. Für die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) privilegierten Letztverbraucher ergibt sich für die Endverbraucherpreise eine Dämpfung von etwa 40 %. Dies entspräche einem Anstieg der Strompreise für Endverbraucher von 0,4 bis 1,6 ct/kWh. Für Großverbraucher, bei denen die Dämpfung über die EEG-Umlage nicht relevant ist, wäre die Möglichkeit einer Ausweitung der aktuell möglichen Kompensationsmaßnahmen für die indirekten CO₂-Kosten zu prüfen.

Insgesamt sollte aber auch nicht ausgeblendet werden, dass gezielte Instrumente wie zum Beispiel CO₂-Grenzwerte oder Mindestwirkungsgrade die notwendige Minderung von CO₂-Emissionen, je nach Ausgestaltung, möglicherweise mit niedrigeren Strompreiseffekten erreichen können als die unilaterale Einführung eines CO₂-Mindestpreises.

7 Literatur

- Agora Energiewende (Agora) (2014). Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten? Berlin, September 2014.
- Austrian Power Grid (APG) (2013). Windenergie. Verfügbar unter <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie>.
- Bundesamt für Energie (BfE) (2013). Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2012.
- Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) (2013). Energiestatus Österreich 2013. Entwicklung bis 2011, Wien.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2013). Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, in denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen entsteht (Beihilfen indirekte CO₂-Kosten). Berlin, 30. Januar 2013, Bundesanzeiger, 7. Februar 2013.
- ČEPS (2013). Generation. Verfügbar unter <http://www.ceps.cz/ENG/Data/Vsechna-data/Pages/Vyroba.aspx>.
- Deutsch-Niederländische Handelskammer (DNHK) (2013, 12. Juli). Energiepakt: Niederlande schließen Kohlekraftwerke. Meldung der Deutsch-Niederländischen Handelskammer mit Verweis auf Het financieele dagblad. Verfügbar unter <http://www.dnhk.org/news/single-view/artikel/energiepakt-niederlande-schaffen-kohlesteuer-ab/?cHash=a40edo121d673ae71328633ba2f3386f>.
- E-Control (2012). Verteilungs- und Erzeugungsanlagen 2011. Verfügbar unter <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/verteilungserzeugungsanlagen2011>.
- Elia (2013). Power Generation. Verfügbar unter <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation>.
- ENTSO-E (2013a). Congestion management. Operational. Final Cross-border Schedules. Verfügbar unter <https://www.entsoe.net/default.aspx>, zuletzt abgerufen am Januar 2013.
- ENTSO-E (2013b). Day-ahead NTC. Verfügbar unter <https://www.entsoe.net/transmission-domain/ntcDay/show>.
- ENTSO-E (2013c). Production, Consumption, Exchange Package. Verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package/>.
- Europäische Kommission (2012). Mitteilung der Kommission. Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, Amtsblatt der Europäischen Union C 158/4, 5.6.2012.
- Europäische Kommission (2014). Impact Assessment accompanying the document: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. SWD(2014) 15 final.
- European Energy Exchange (EEX) (2013a). Erzeugung des Vortags. Ex-Post-Informationen über die Erzeugung des Vortages - inklusive Erzeugungseinheiten < 100MW Netto-Nennleistung. Verfügbar unter <http://www.transparency.eex.com/de/freiwillige-veroeffentlichungen-marktteilnehmer/stromerzeugung/Erzeugung-des-Vortages>.

- European Energy Exchange (EEX) (2013b). Tatsächliche Produktion Solar. Verfügbar unter http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar.
- European Energy Exchange (EEX) (2013c). Tatsächliche Produktion Wind. Verfügbar unter http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind.
- European Wind Energy Association (EWEA) (2013). Wind Power Annual Statistics 2010-2012. Verfügbar unter <http://www.ewea.org/statistics/>.
- Lininger, Christian (2013). Consumption-Based Approaches in International Climate Policy: An Analytical Evaluation of the Implications for Cost-Effectiveness, Carbon Leakage, and the International Income Distribution. University of Graz, GEP 2013/03, Graz, March 2013.
- HM Revenue & Customs (HMRC) (2013). Carbon Price Floor: Further Legislative Provisions and Future Rates.
- HM Revenue & Customs (HMRC) (2014). Carbon price floor: reform and other technical amendments.
- International Energy Agency (IEA) (2013). Electricity Information. IEA Statistics (Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD) & International Energy Agency (IEA), Hrsg.), Paris.
- Nordpool Spot (2013). Market data. Wind power. Verfügbar unter <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/Production1/Wind-Power/ALL/Hourly1/>.
- Oei et al. (2014). Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch. DIW Wochenbericht 2014 (26).
- Öko-Institut (2012). Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and Raising Climate Ambition. Facts, Measures and Implications. Berlin.
- Öko-Institut (2013). EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen.
- Öko-Institut (2014a). CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung in Deutschland.
- Öko-Institut (2014b). Die zentrale Bedeutung des EU-Emissionshandels zur Erreichung des deutschen Klimaziels in Höhe von 40 % bis 2020.
- Platts (2012). World Electric Power Plants Database.
- Prognos AG (2012). Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende, Berlin.
- Prognos AG; ewi & gws (2014). Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12.
- Réseau de transport d'électricité (RTE) (2013). Downloading data for France. Verfügbar unter <http://www.rte-france.com/en/sustainable-development/eco2mix/downloading-data>.

- 1 Die Mindestpreise werden administrativ über eine Erhöhung der Brennstoffsteuern umgesetzt. Diese Erhöhung wird als „Carbon Price Support Rate“ (CPS-Rate) bezeichnet und kann im Rahmen der jährlichen Haushaltsgesetzgebung angepasst werden. Die CPS-Rate für den Zeitraum vom 01.04.2013 bis zum 31.03.2014 wurde auf 5 €/t CO₂ festgelegt. Für 2014/2015 steigt sie auf 10 €/t CO₂ (HMRC 2013). Für den folgenden Zeitraum bis 2020 wurde die CPS-Rate auf maximal 23 €/t CO₂ (18 £/t CO₂) begrenzt (HMRC 2014).
- 2 In den Berechnungen wurden Strukturierungs- und Transportkosten für die Brennstoffe sowie die Tatsache berücksichtigt, dass ein Teil der Kosten für die Braunkohle nicht als variable Kosten (die hier relevant sind), sondern als (versunkene) Fixkosten anfällt. Die hier gezeigten Berechnungen blenden eine Reihe von Emissionsminderungseffekten im Bereich der Stromerzeugung aus (Veränderung von Ramping- und Vorhaltekosten etc.), die zweifelsohne existieren und auch bei geringeren CO₂-Kostenniveaus relevant werden können. Das hinter diesen Anpassungsreaktionen stehende Emissionsminderungsvolumen bleibt jedoch vergleichsweise gering.
- 3 Elia (2013), EWEA (2013), Nordpool Spot (2013), EEX (2013a), EEX (2013b), EEX (2013c), RTE (2013), APG (2013), ČEPS (2013), BfE (2013), E-Control (2012), BMWFJ (2013), Prognos AG (2012).
- 4 Die größere Ausweitung der Region, in der ein höherer CO₂-Preis gilt, über die hier angenommenen vier Länder hinaus, führt nicht automatisch überall zu zusätzlichen Emissionsminderungen. Wenn in einem Land die einzigen Kraftwerke mit freien Kapazitäten Gaskraftwerke sind, verringert sich mit Einführung eines höheren Mindestpreises in dem betreffenden Land deren komparativer Kostenvorteil im Vergleich zu dem Fall, in dem diese Kraftwerke nur mit dem niedrigeren CO₂-Preis beaufschlagt werden. Dies wirkt der prinzipiell anzunehmenden CO₂-Minderung durch die Ausweitung des Gebiets, in dem der Mindestpreis gilt, entgegen. Wenn eine möglichst hohe Emissionsminderung angestrebt werden soll, müsste der Geltungsraum für den Mindestpreis insbesondere so gewählt sein, dass er einen hohen Anteil an Stromerzeugung aus Kohle betrifft. Die Einbeziehung von Ländern oder Regionen mit bisher ungenutzten Erdgaskapazitäten wäre dann zwar ordnungspolitisch sinnvoll, aber aus Sicht einer effektiven Emissionsminderung von untergeordneter Bedeutung.
- 5 Die hier gezeigten kommerziellen Stromflüsse können von den – hier nicht gezeigten – physikalischen Stromflüssen abweichen. Ursache dafür sind insbesondere Netzrestriktionen, die in der Organisation des europäischen Strommarkts nicht berücksichtigt sind.
- 6 Differenzen zwischen den Summen der Stromproduktion in Deutschland und den dargestellten Ländern erklären sich durch die ebenfalls stattfindenden kleinen Änderungen in den nicht dargestellten Ländern Schweden, Norwegen und der Schweiz.

- 7 Die Berücksichtigung ausländischer Kraftwerke, die teilweise nicht von den höheren CO₂-Preisen erfasst werden, führt dazu, dass die Strompreiseffekte eines regionalen CO₂-Mindestpreises mit etwa 6 €/MWh Strompreisanstieg pro 10 €/t CO₂-Preissteigerung vergleichsweise niedrig ausfallen. In einer vorherigen Berechnung in Öko-Institut (2013), in der ausländische Kraftwerke nicht berücksichtigt wurden, betrug der Strompreisanstieg 9 €/MWh pro 10 €/t CO₂-Preissteigerung.

Abbildungsverzeichnis

- 17 Abbildung 2.1: Implizite CO₂-Kosten eines Brennstoffwechsels in der fossilen Stromerzeugung für Deutschland, 2003-2015
- 20 Abbildung 3.1: Schematische Darstellung des Moduls Import-Export im Strommarktmodell PowerFlex
- 24 Abbildung 4.1: Ist-Daten für den kommerziellen Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern und Basislauf für 2012 (CO₂-Preis 7,38 €/t)
- 25 Abbildung 4.2: Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 20 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf
- 25 Abbildung 4.3: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 20 €/t CO₂ in Deutschland
- 26 Abbildung 4.4: Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 30 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf
- 26 Abbildung 4.5: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 30 €/t CO₂ in Deutschland
- 27 Abbildung 4.6: Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 40 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf
- 28 Abbildung 4.7: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 40 €/t CO₂ in Deutschland
- 29 Abbildung 4.8: Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 50 €/t CO₂ in Deutschland und im Basislauf
- 29 Abbildung 4.9: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 50 €/t CO₂ in Deutschland
- 31 Abbildung 4.10: Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 29 €/t CO₂ für vier Länder im Nord-West-Regionalmarkt und im Basislauf
- 31 Abbildung 4.11: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 29 €/t CO₂ für vier Länder im Nord-West-Regionalmarkt (Deutschland, Frankreich, Niederlande, Dänemark)

- 33 Abbildung 4.12: Jährlicher kommerzieller Import-Export-Saldo zwischen Deutschland und Nachbarländern 2012 bei 40 €/t CO₂ für vier Länder im nord-west-europäischen Regionalmarkt und im Basislauf
- 33 Abbildung 4.13: Änderung der Stromerzeugung nach Brennstoffen ggü. Basislauf in ausgewählten Ländern bei 40 €/t CO₂ für vier Länder im Nord-West-Regionalmarkt (Deutschland, Frankreich, Niederlande, Dänemark)
- 35 Abbildung 4.14: Änderung der CO₂-Emissionen ggü. Basislauf für die verschiedenen Szenarien
- 35 Abbildung 4.15: Änderung des Strom-Exportsaldos für Deutschland ggü. dem Basislauf

Tabellenverzeichnis

- 37 Tabelle 5.1: Modellierete Strompreise in den verschiedenen Szenarien

100 %
RECYCLED



Unterstützen Sie den WWF

IBAN: DE06 5502 0500 0222 2222 22

Bank für Sozialwirtschaft Mainz

BIC: BFSWDE33MNZ

WWF Deutschland

Reinhardtstr. 18
10117 Berlin | Germany

Tel.: +49 (0)30 311 777 0

Fax: +49 (0)30 311 777 199



Unser Ziel

Wir wollen die weltweite Zerstörung der Natur und Umwelt stoppen und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Einklang miteinander leben.

wwf.de | info@wwf.de