

BETROFFENHEIT REGIONALER INDUSTRIE DURCH DEN BRAUNKOHLEAUSSTIEG IM GEBIET DER IHKS HALLE-DESSAU UND ZU LEIPZIG

BETROFFENHEIT REGIONALER INDUSTRIE DURCH DEN BRAUNKOHLEAUSSTIEG IM GEBIET DER IHKS HALLE-DESSAU UND ZU LEIPZIG

STUDIE IM AUFTRAG DER IHK HALLE-DESSAU
UND IHK ZU LEIPZIG

Prof. Dr.-Ing. Jens Schneider, Martin Hafemann, PD. Dr. Christian Growitsch

Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie IMW
Außenstelle Halle (Saale)
Center for Economics of Materials

Projektnummer: 414003

Projektpartner: IHK Halle-Dessau, IHK zu Leipzig

Inhalt

0	Kurzzusammenfassung.....	4
1	Einleitung.....	5
1.1	Strukturwandel und Kohleausstieg.....	5
1.2	Mitteldeutsches Revier	6
1.3	Aufgabenbeschreibung	6
2	Methodik und Datengrundlage.....	8
2.1	Bestimmung der regionalen Betroffenheit durch Strompreissteigerung	8
2.2	Bestimmung der regionalen Betroffenheit durch geänderte Versorgungssicherheit	8
3	Betroffenheit durch Strompreis.....	10
3.1	Bedarfsanalyse. Beschreibung typischer Industriebetriebe	10
3.2	Strompreisentwicklung aus Metastudie	10
3.3	Entwicklung der Stromnebenkosten.....	14
3.3.1	EEG-Umlage.....	16
3.3.2	Stromsteuer.....	17
3.3.3	Netzentgelte.....	18
3.4	Betroffenheit	20
4	Versorgungssicherheit.....	22
4.1	Gesicherte Leistung.....	22
5	Diskussion und Bewertung der Ergebnisse.....	31
6	Schlussfolgerung aus der Analyse.....	38
7	Literaturverzeichnis	39

Die Studie untersucht die Betroffenheit der regionalen Industrie in Sachsen-Anhalt und Sachsen durch den Braunkohleausstieg in Bezug auf Stromkosten und Versorgungssicherheit bis 2030.

Ergebnis einer Metastudie ist ein erwarteter Börsenstrompreisanstieg von 4 ct/kWh im Jahr 2020 auf 6 ct/kWh in 2030. Im gleichen Zeitraum steigen die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden von 9 ct/kWh auf 10 ct/kWh. Es wird erwartet, dass die Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Umlage – unabhängig von möglichen politischen Entlastungen – von 6,756 ct/kWh auf 4,43 ct/kWh fällt und damit für einen Großteil der Verbraucher andere strompreissteigernde Effekte weitgehend kompensiert. Jedoch gilt diese Kompensation nicht für energieintensive Unternehmen, die unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen und damit größtenteils von der EEG-Umlage befreit sind. Hier müssen Maßnahmen implementiert werden, die deren Geschäftsmodelle erhalten oder neue Geschäftsfelder erschließen. Einerseits sollten die betroffenen energieintensiven Unternehmen technische und betriebswirtschaftliche Maßnahmen ergreifen oder intensivieren, um sich vor den Auswirkungen steigender Börsenstrompreise zu schützen. Hier könnten beispielsweise Energieeffizienzmaßnahmen oder die Einbindung Erneuerbarer in die Stromversorgung Beiträge leisten. Andererseits bedarf es öffentlicher Instrumente, um energieintensiven Unternehmen faire Wettbewerbsbedingungen zu ermöglichen und damit ein Abwandern von Arbeitsplätzen nebst Wertschöpfung zu verhindern.

Zur Untersuchung der Versorgungssicherheit wurde eine Systemsimulation für die elektrische Energieversorgung der Region erstellt. Durch den hohen Stromexportüberschuss besteht für die Region kein akuter Handlungsbedarf bezüglich Versorgungssicherheit bis etwa die Hälfte der Kohlekraftwerkskapazität abgeschaltet ist. Bei bestehenden Netzen ist die Versorgungssicherheit der Region auch ganz ohne Braunkohleerzeugungskapazität möglich, die durch Stromimporte technisch ersetzt werden kann. Dabei gilt es zu prüfen, woher diese Stromimportmengen in einem integrierten europäischen Strommarkt kommen können. Ein verstärkter Ausbau von Wind- und Solarenergieerzeugungskapazitäten als auch eine marktwirtschaftliche Förderung von Speichertechnologien kann in Zukunft dazu führen, dass die Region ein Energiestandort bleibt.

1 Einleitung

Der menschengemachte Klimawandel stellt unsere Generation vor eine große gesellschaftliche Herausforderung. Mit der Energiewende reagiert Deutschland auf diese Herausforderung. Dabei wird die Energiewirtschaft von den fossil gespeicherten, jederzeit verfügbaren Energieträgern Kohle und Gas auf erneuerbare, wetterabhängige Energieträger Sonne und Wind umgestellt. Die energieintensive Industrie hat sich in der Nähe der Energieerzeugung in den Kohlerevieren am Niederrhein in der Lausitz und in Mitteldeutschland angesiedelt. Bei einem Ausstieg aus der Kohle werden in der Kohle direkt und in den angeschlossenen Dienstleistungsbetrieben unweigerlich Arbeitsplätze verloren gehen. Um in den betroffenen Regionen einen Strukturbruch zu vermeiden, muss sichergestellt werden, dass die Arbeitsplätze in der angeschlossenen energieintensiven Industrie in den Regionen gehalten werden können. An die ökologische und die ökonomische Vernunft muss gemeinsam gedacht werden.

Diese Studie untersucht wie stark die Industrie insbesondere in Mitteldeutschland durch den Braunkohleausstieg betroffen ist. Dabei werden insbesondere zwei Aspekte betrachtet. Zum einen die Betroffenheit durch die Preissteigerung durch ein reduziertes Elektrizitätsangebot. Zum anderen werden Risiken durch potentielle Stromausfälle für spezifische, besonders anfällige Industriebranchen untersucht.

In der Studie werden zunächst die möglichen, auftretenden Herausforderungen beschrieben. Zusätzlich werden Lösungen diskutiert und daraus zielführende Forderungen abgeleitet.

1.1 Strukturwandel und Kohleausstieg

Am 31. Januar 2019 hat die Kommission »Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung« (KWSB) ihren Abschlussbericht der Bundesregierung übergeben. Am 22. Mai 2019 hat das Bundeskabinett ein Eckpunktepapier zur Umsetzung der strukturpolitischen Empfehlung der Kommission beschlossen. Neben den strukturpolitischen Maßnahmen ist ebenfalls ein Zeitplan für den Kohleausstieg geplant. Dabei soll die Kohlekraftwerksleistung bundesweit kontinuierlich von 41 GW in 2019 auf 30 GW in 2022 und 17 GW in 2030 gesenkt werden, bevor spätestens 2038 der vollständige Ausstieg aus der Kohleverstromung erreicht ist. Damit vollzieht die Bundesrepublik Deutschland neben dem bereits beschlossenen Atomausstieg bis 2022 den Kohleausstieg bis 2038. Die resultierende Reduktion des Angebots an Erzeugungskapazität für elektrische Energie führt ohne zusätzliche Maßnahmen zu einer Strompreissteigerung.



Abbildung 1: Kohleausstiegsplan der Bundesregierung [1].

1.2

Mitteldeutsches Revier

Das Mitteldeutsche Revier ist neben der Erzeugung günstiger elektrischer und thermischer Energie aus der Braunkohleverstromung durch eine starke chemische und Nahrungsmittelindustrie geprägt. Der Energieverbrauch pro Kopf liegt um den Faktor 2 bis 2,5 über dem bundesdeutschen Durchschnitt. Neben den großen Chemieparcs in Leuna und Schkopau gibt es viele kleinere Energieparcs nahe den Braunkohletagebauen und entsprechenden Kraftwerken. Die Braunkohlekraftwerke Lippendorf und Schkopau versorgen Anwohner und Industrie sowohl mit Strom als auch mit Prozesswärme.

1.3

Aufgabenbeschreibung

Durch den Kohleausstieg entfallen bis 2030 60 Prozent der Kohleverstromung in Deutschland. Ein Abschalten der Kraftwerke in Schkopau 2034 und Lippendorf 2035, wie von der Bundesregierung geplant bedeutet für Mitteldeutschland eine starke Reduktion der zur Verfügung stehenden elektrischen und thermischen Energieerzeugungskapazität. Die Betroffenheit der regionalen Industrie durch den Kohleausstieg, möglichen Preissteigerungen und durch potentiell sinkende Versorgungssicherheit aufgrund möglicher Versorgungslücken wird im Rahmen dieser Studie untersucht.

Für die Betroffenheit durch Preissteigerungen und Änderung der Versorgungssicherheit werden jeweils die spezifischen Bedarfe und Anforderungen der regionalen Industrie in Zusammenarbeit der beiden Industrie- und Handelskammern IHK Halle-Dessau und zu Leipzig mit dem Fraunhofer IMW ermittelt und die externen Entwicklungen bestimmt.

Dabei wird die Preissteigerung durch eine Metastudie zusammengetragen und innerhalb des entstehenden Preiskorridors für die regionale Industrie bewertet.

Einleitung

Zur Untersuchung der Betroffenheit einzelner Branchen durch eine potentielle Verschlechterung der Versorgungssicherheit wird durch zwei Ansätze untersucht.

1. Es erfolgt eine Abschätzung der konkreten, technischen Anfälligkeit der Branchen in Mitteldeutschland.
2. In einem zeitlich aufgelösten Energiesystemmodell für die Region werden durch den Kohleausstieg und die damit verbundene Reduktion von flexiblen Erzeugungskapazitäten das Entstehen von Versorgungslücken untersucht.

2 Methodik und Datengrundlage

2.1 Bestimmung der regionalen Betroffenheit durch Strompreissteigerung

Zur Bestimmung einer potentiellen Preissteigerung durch den Kohleausstieg werden Preisprognosen aus bisher bestehenden Studien in Form einer Metastudie zusammengetragen und daraus ein Preiskorridor abgeleitet. Folgende Studien haben wir betrachtet:

- Agora Energiewende (2017): »Kohleausstieg, Stromimporte und -exporte sowie Versorgungssicherheit« [2]
- Agora Energiewende (2016): »Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung).« [3]
- Aurora (2019): »Auswirkung der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt« [4]
- Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu (2017), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland [5]
- Frontier Economics (2018), »Strompreiseffekt eines Kohleausstiegs« [6]
- Frontier Economics (2018), »Folgenabschätzung des CO₂-Sektorziels für die Energiewirtschaft im Klimaschutzplan 2050« [7]
- Öko-Institut (2017), »Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung« [8]

Die Stromnebenkosten liegen für Endverbraucher teilweise beim Sechsfachen der Stromerzeugungskosten, in der Industrie immerhin beim Vierfachen. Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Stromnebenkosten wird die historische Entwicklung betrachtet. Zusammen mit der Strommarktentwicklung und einer Bewertung aktueller politischer Maßnahmen beschreiben wir damit eine potentielle zukünftige Entwicklung der Stromnebenkosten.

Aus der Entwicklung der Stromerzeugungspreise und der Stromnebenkosten wird für verschiedene Betriebe eine Strompreisentwicklung abgeleitet und diskutiert.

2.2 Bestimmung der regionalen Betroffenheit durch geänderte Versorgungssicherheit

Zur Bestimmung des Einflusses auf die Änderung der gesicherten elektrischen Leistung durch den Braunkohleausstieg in der Region wurden Stromangebot sowie –nachfrage ermittelt und mithilfe von Energyplan (s. Abbildung 2) ein stündlicher Abgleich vorgenommen. Dabei wurden verschiedene Szenarien mit unterschiedlicher Versorgungsstruktur betrachtet.

Energyplan ist ein freies Simulationsprogramm für Energiesysteme, das an der Universität in Aalborg von Professor Henrik Lund entwickelt wurde. An der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK Leipzig) wurde ein Modell für das deutsche Energiesystem entwickelt, das die verschiedenen Brennstoffverbräuche und CO₂

Emissionen in Deutschland für das Jahr 2015 die verschiedenen Brennstoffverbräuche auf +/-5 Prozent genau abbildet. Mit Energyplan wird eine stundengenaue Betrachtung der Versorgungssicherheit in der Region im Rahmen des Kohleausstiegs berechnet und verschiedene Szenarien ausgewertet.

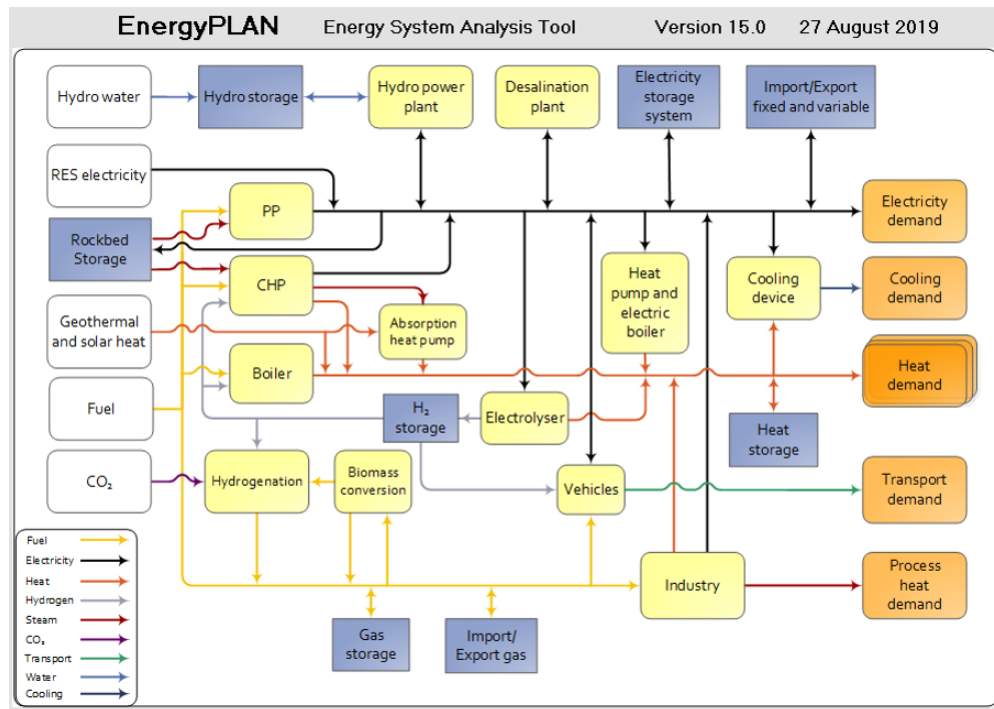


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Simulation des Energiesystem mit Energyplan [Quelle: Screenshot von Energyplan].

Das Stromangebot wurde basierend auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ermittelt und mit typischen Vollaststundenzahlen der verschiedenen Kraftwerkstypen aus einer Studie des Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)¹ ermittelt. Die Stromnachfrage basiert auf den Zahlen der Länderarbeitskreis Energiebilanzen.

Neben den Abschätzungen der Zahlen wurde eine stundengenaue Simulation mittels Energyplan erstellt. Dazu wurden die Kraftwerke laut Kraftwerksliste eingepflegt und die Nachfrageverteilungen sowie die Angebotsverteilung fluktuierender, erneuerbarer Energien Wind-, Sonne- und Wasserkraft mit einer bundesdeutschen Nachfrageverteilung festgelegt.

Das Bundeswirtschaftsministerium erstellt interne [9] und beauftragt externe Gutachten zur Versorgungssicherheit in Deutschland [10]. Die entsprechenden, öffentlichen Studien wurden mit Bezug auf die Versorgungssicherheit in Mitteldeutschland zusammengefasst.

¹ „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“. Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

3 Betroffenheit durch Strompreis

3.1 Bedarfsanalyse: Beschreibung typischer Industriebetriebe

Die Strompreisentwicklung unterscheidet zwei wichtige Bestandteile: (i) Stromerzeugungskosten, die entweder dem Börsenstrompreis folgen oder in Zukunft mit sogenannten Power Purchase Agreements individuell abgesichert werden können und (ii) Stromnebenkosten, die abhängig von den politischen Rahmenbedingungen und den Umlagemechanismen verschiedener Maßnahmen wie dem Ausbau erneuerbarer Energien oder dem Netzausbau sind. Abhängig vom Verbrauchsverhalten und dem Stromkostenanteil der jeweiligen Betriebe sind verschiedene Stromnebenkostenbefreiungen möglich. Diese werden anhand von Beispielen erläutert.

3.2 Strompreisentwicklung aus Metastudie

In Abbildung 3 sind die Börsenstromkosten in €/MWh aus den zuvor genannten Studien für die Jahre 2015 bis 2030 dargestellt. Sie erwarten eine Kostensteigerung von heute ca. 35 €/MWh auf Werte zwischen 48 €/MWh und 69 €/MWh mit einem Mittelwert von 59 €/MWh und einen Median von 60 €/MWh bis 2030. Dies entspricht einer Preissteigerung von 4 Prozent/a.

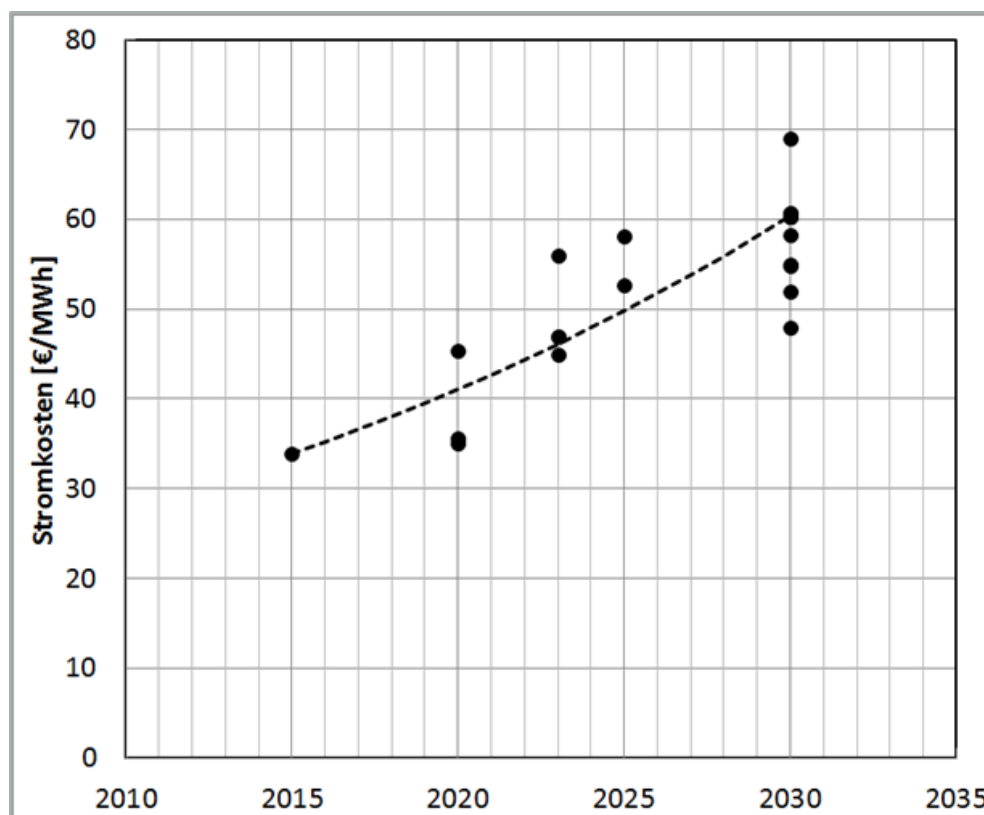


Abbildung 3: Strompreisentwicklung laut Metastudie mit Trendlinie für 4 Prozent Preissteigerung.

Zur Darstellung der Annahmen aus den Studien wurden die Annahmen zur Entwicklung der Erzeugungskapazitäten der konventionellen und erneuerbaren Energieträger separat in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Abbildung 5 gezeigt. In den Studien wurden der Kernenergieausstieg sowie die geplante Reduktion der Kohlekraftwerkskapazität berücksichtigt. Ende 2022 werden die Kernkraftwerke abgeschaltet. Bis 2030 sinkt die Kohlekraftwerkskapazität von 42 GW auf Werte zwischen 11 GW und 35 GW mit einem Mittelwert von 23 GW und einem Median von 22 GW. Dabei ist zu beachten, dass die Studien vor der Veröffentlichung der Ergebnisse der KWSB erstellt wurden. Bei der Gaskraftwerkskapazität gehen einige Studien von einem Zubau von bis zu 14 GW, andere von einem Rückbau von bis zu 9 GW aus. Im Median gibt es keine Veränderungen, jedoch im Mittelwert einen leichten Zubau von 3 GW.

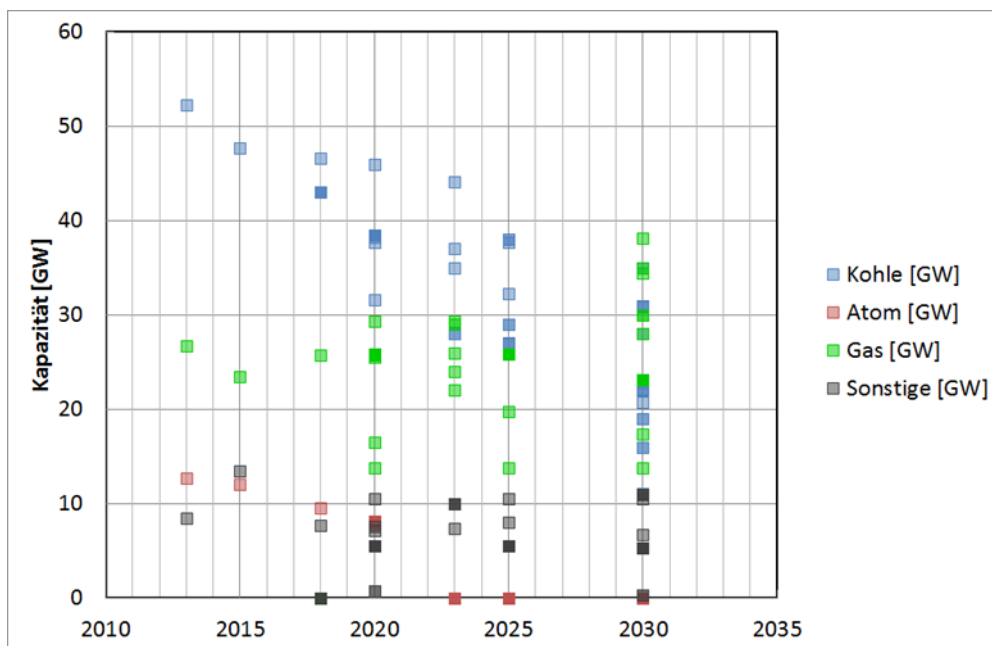


Abbildung 4: Entwicklung konventioneller Energieträger.

Die wegfallenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten werden vor allem durch Wind- und Sonnenenergie ersetzt. In Abbildung 5 sind die Prognosen für die Entwicklung der erneuerbaren Energien dargestellt. Wind und Solar werden weiter massiv ausgebaut. Die Wind- und Solarenergie werden von 52 GW bzw. 42 GW in 2018 auf bis zu 108 GW bzw. 99 GW jeweils mehr als verdoppelt. Jedoch geht beispielsweise das Basisszenario der Studie von Fraunhofer ISI und Consentec [5] von keinen oder kaum einen weiteren Zuwachs der erneuerbaren Energieträger erwarten und deren Kapazitäten bei 53 GW für Wind und 52 GW für Solar (PV-Deckel im EEG) verharren sehen. In den Mittelwerten wird eine Steigerung auf 90 GW für Wind und 70 GW für PV angenommen. Bei anderen erneuerbaren Energieträgern wie Wasserkraft und Biomasse werden kaum große Änderungen erwartet.

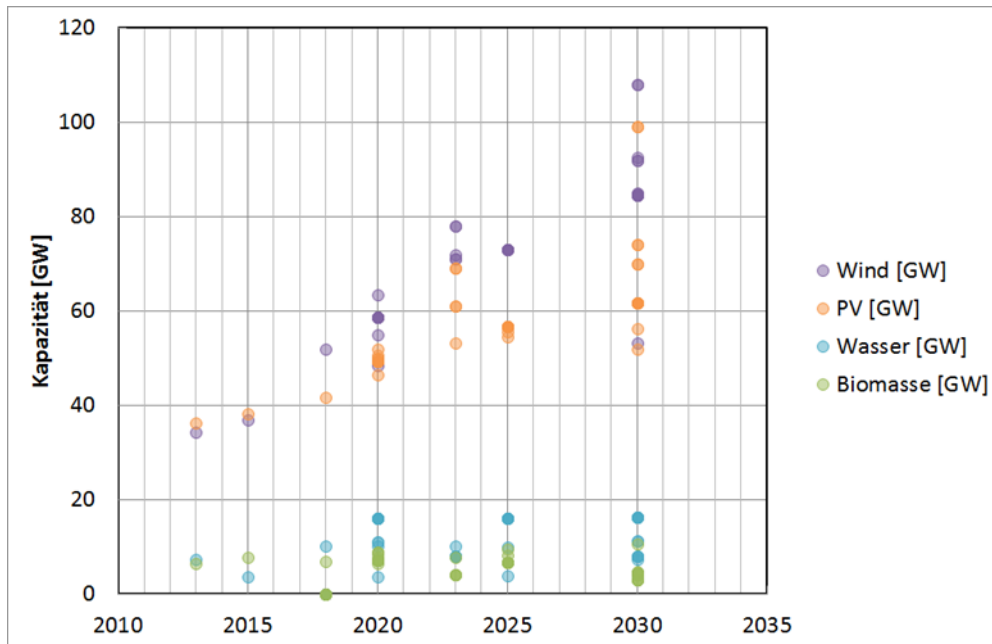


Abbildung 5: Entwicklung erneuerbarer Energieträger.

Für die erwarteten Änderungen der Strompreisentwicklung fallen eine Reihe von Faktoren wie Atom- und Kohleausstieg, Ausbau der erneuerbaren Energien, CO₂-Bepreisung zusammen. Für die Untersuchung der Kausalität der bestimmten Preissteigerung wird in Abbildung 6 die Abhängigkeit der Stromkosten als Funktion der Gesamtkapazität aus Kohle- und Atomstrom dargestellt. Durch die fortschreitende Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazität steigen die Stromkosten deutlich an. Bei einer Reduktion des Angebots ist eine Preissteigerung zu erwarten. Bei dem von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) vorgeschlagenen Plan für den Kohleausstieg sinkt die kombinierte Kraftwerksleistung von Kohle und Atomstrom auf 30 GW (30 GW+0 GW). In diesem Bereich werden in den untersuchten Studien Preise von bis zu 61 €/MWh im Jahr 2030 erwartet.

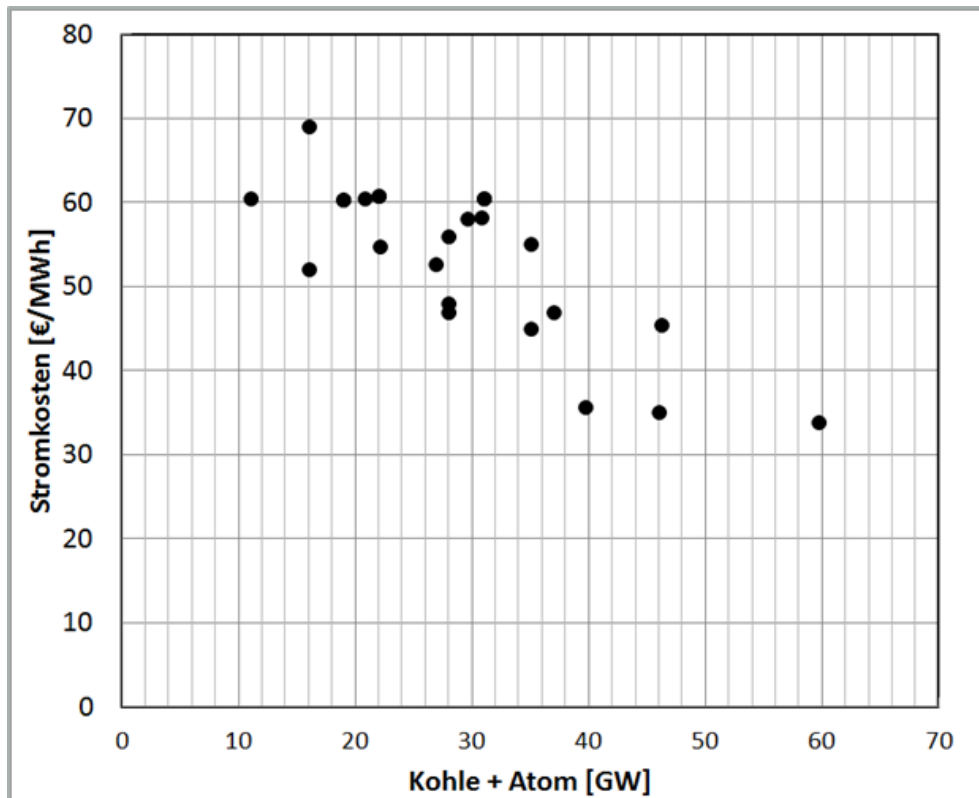


Abbildung 6: Kosten als Funktion der konventionellen Energieträger Kohle- und Kernenergie.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien ist die Korrelation nicht eindeutig. Die einfache Logik der Preisreduktion durch Angebotserhöhung greift hier nicht. Im Gegenteil, der Preis steigt zunächst bei größerem Ausbau an. Dies kann auf drei grundlegend unterschiedliche Thesen zurückgeführt werden:

- (1) Erneuerbare Energien sind teuer und damit steigen die Stromkosten.
- (2) Der Ausbau erneuerbarer Energien ist nicht schnell genug, um den Rückbau der konventionellen Energien zu kompensieren und damit sinkt das Gesamtangebot.
- (3) Zusätzliche, preissteigernde Effekte dominieren die Entwicklung (z. B. Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, ...).

Auffällig ist, dass bei einem sehr starken Ausbau der erneuerbaren Energien auf über 200 GW Kapazität aus Wind und Solar keine weitere Preissteigerung, sondern eine Sättigung des Preises auf ca. 50 €/MWh erwartet wird. Dies spricht gegen die o. g. These (1). Hier nicht gezeigt: Eine Darstellung der Kosten gegen die gesamterzeugte Energie inklusive Gewichtungsfaktoren zeigt jedoch keine Korrelation, sodass für These (2) kein deutlicher Hinweis identifiziert werden kann. Bleibt These (3), die besagt, dass die Annahme der Randbedingungen für die Preisentwicklung einen stärkeren Effekt hat als die einfacheren ersten beiden Thesen. Durch den »Merit-Order« Mechanismus der Strombörse führt eine Reduktion der Kapazitäten mit niedrigen Kosten, d. h. Kernenergie und Kohle dazu, dass häufiger hochpreisige Kraftwerke wie Gaskraftwerke den Strompreis bestimmen. Damit ist ein steigender Durchschnittspreis zu erwarten.

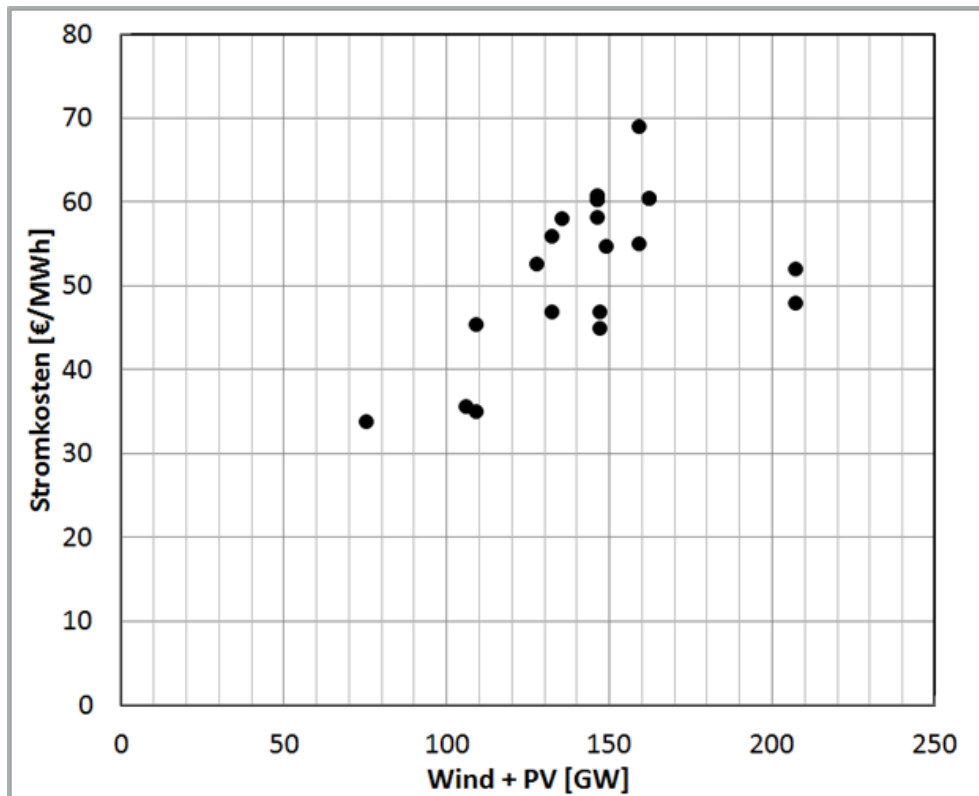


Abbildung 7: Kostenentwicklung in Abhängigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energieträger Wind und PV.

3.3 Entwicklung der Stromnebenkosten

Zusätzlich zu den Kosten für die Stromerzeugung fallen in Deutschland eine Reihe von Stromnebenkosten an. Diese fallen zwischen einzelnen Stromkunden unterschiedlich aus. Haushalte und kleine Betriebe zahlen die höchsten Stromnebenkosten von ca. 30,43 Cent/kWh. Gewerbe und Industrie zahlen im Mittel Strompreise 18,44 Cent/kWh [11]. Die stromintensive Industrie wird teilweise deutlich von den Stromnebenkosten entlastet, um ihre internationale wettbewerbsfähig zu gewährleisten. Die Stromnebenkosten in Deutschland und die Möglichkeiten zur Reduktion oder Befreiung von diesen Kosten wurden von Dr. Sebastian Boley von der DIHK 2017 sehr klar und ausführlich erläutert [12].

Die historische Entwicklung der gemittelten Stromnebenkosten für die Industrie ist in Abbildung 8 dargestellt. Seit 2009 ist die EEG-Umlage die größte Einzelposition, mit der die Mehrkosten der Vergütung an Betreiber von erneuerbare Energieanlagen auf die allgemeinen Stromkunden umgelegt werden. Heute ist die EEG-Umlage mit 6,405 Cent/kWh (2019) bzw. 6,756 Cent/kWh (2020) mehr als viermal so hoch wie die nächstgrößte Position die Stromsteuer mit 1,537 Cent/kWh. Während die EEG-Umlage in den Jahren von 2009 bis 2014 um das Vierfache gestiegen ist, bleibt sie seither konstant zwischen 6 und 7 Cent/kWh.

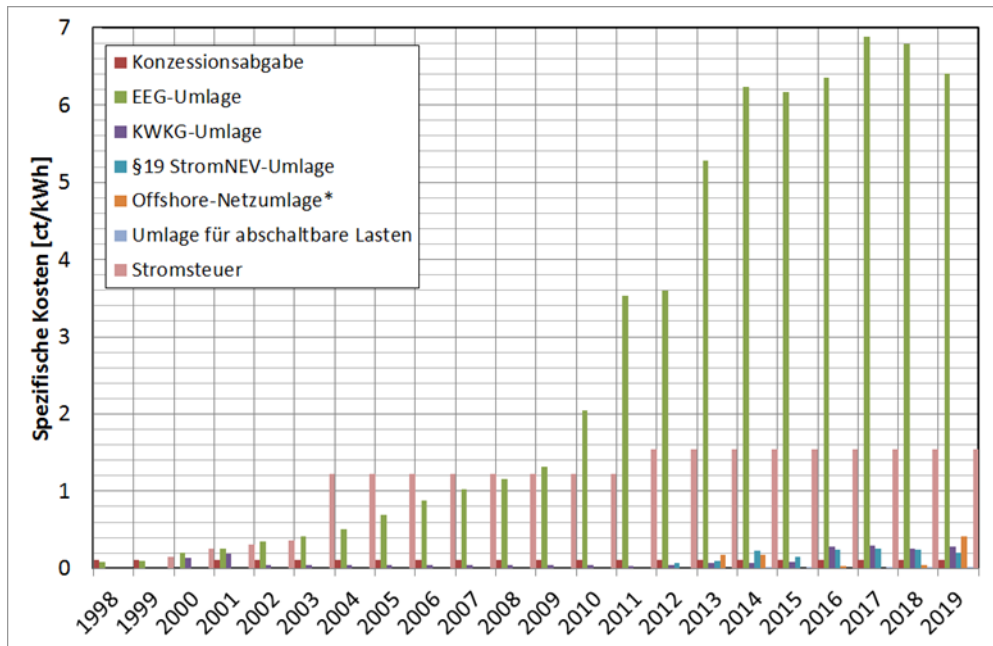


Abbildung 8: Entwicklung der Stromnebenkosten für die Industrie seit 1998. [Quelle: BDEW, eigene Darstellung]

In Abbildung 9 sind die Stromnebenkosten ohne EEG-Umlage und Stromsteuer vergrößert dargestellt. 2019 war mit 0,416 Cent/kWh die Offshore-Netzumlage die zweitgrößte Einzelposition und damit deutlich geringer als die EEG-Umlage und Stromsteuer.

Kraftwärmekopplungsgesetz (KWKG)-Umlage, Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)-Umlage und Konzessionsabgabe sind aktuell noch geringer.

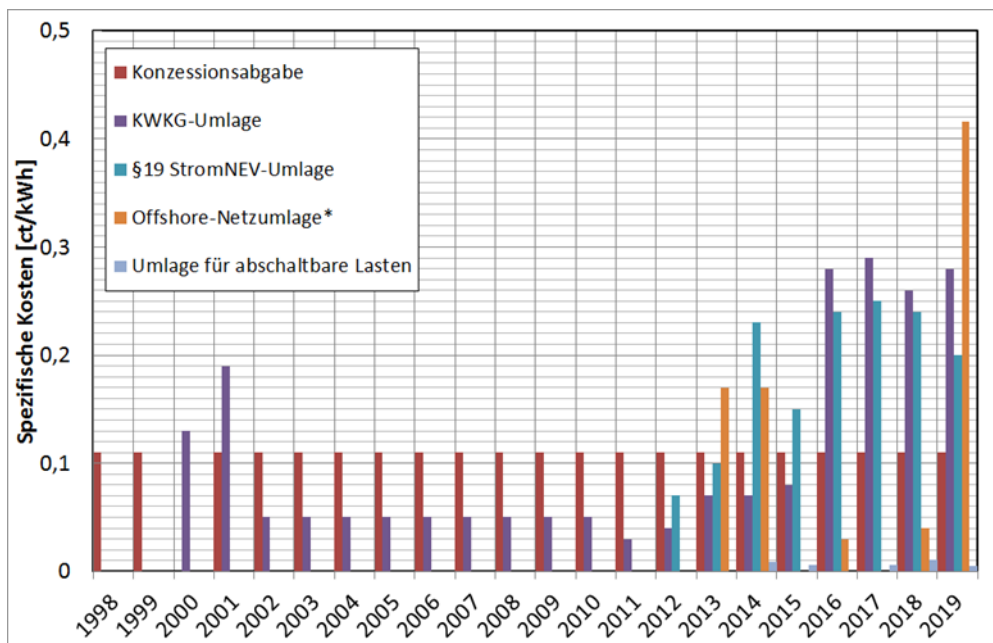


Abbildung 9: Stromnebenkosten ohne EEG-Umlage und Stromsteuer. [Quelle: BDEW, eigene Darstellung]

Mögliche Entwicklungspfade der großen Stromnebenkosten Positionen, EEG-Umlage und Stromsteuer, sowie die Entwicklung der Netzentgelte wird in den folgenden Kapiteln diskutiert.

3.3.1 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist insbesondere in den Jahren 2009 bis 2014 stark gestiegen und seither die klar dominierende Stromnebenkostenposition. Seit 2014 liegt die EEG-Umlage relativ stabil zwischen 6 und 7 Cent/kWh, war in den letzten drei Jahren leicht rückläufig. Von 2019 auf 2020 steigt sie jedoch wieder, von 6,405 Cent/kWh auf 6,756 Cent/kWh.

Die Stabilisierung der EEG-Umlage wurde durch den festgelegten Zubaukorridor, die deutliche Degression bei der EEG Vergütung und Ausschreibungen für erneuerbare Energieanlagen (insbesondere Wind und PV) erreicht. Dadurch entstehen kaum noch Zusatzkosten bei der EEG-Umlage, jedoch sind die bestehenden Kosten mit einer Vergütungslaufzeit von 20 Jahren festgeschrieben.

Faktoren, die die EEG-Umlagen senken:

- Da das EEG im Jahr 2000 eingeführt wurde, werden ab dem Jahr 2020 erste Anlagen aus der Vergütung herausfallen. Die Größenordnung der jährlichen Kostenreduktion im EEG ist in Abbildung 8 mit 20 Jahren Zeitverzug abzulesen. So werden die historischen EEG Kosten um ca. 1 Cent/kWh bis zum Jahr 2029 und bis 2034 um weitere 5 Cent/kWh fallen. In seinem aktuellen Bericht zur Entwicklung der EEG-Umlage erwartet Enervis einen Rückgang der insgesamt über das EEG umgelegten Kosten von 27,3 Mrd. € in 2019 auf 24,3 Mrd. € in 2024.
- Die EEG-Umlage berechnet sich aus den Differenzkosten zwischen festgelegten Vergütungssätzen für erneuerbare Energieanlagen und den aus dem Stromverkauf an der Börse erzielten Einnahmen. Steigt der Börsenstrompreis wie in Kapitel 3.2 erwartet, so sinkt die EEG-Umlage. Dabei würde basierend auf den Zahlen für die Berechnung der EEG-Umlage 2020 ein um 10 €/MWh höherer Börsenpreis eine ca. 11 prozentige Verringerung der EEG-Umlagen um 1,1 €/MWh bewirken¹.
- Im Rahmen des Klimaschutzpakets der Bundesregierung wird diskutiert, die EEG-Umlage mit Hilfe von Einnahmen der CO₂ Abgaben auf Verkehr und Wärmeversorgung zu senken. Damit könnte die EEG-Umlage um bis zu 1,7 Cent/kWh fallen.

Faktoren, die die EEG-Umlage steigern:

- Der Neubau von EE Anlagen führt zu höheren Ausgaben und einer erhöhten EEG-Umlage. So hat die Bundesregierung im Rahmen des Klimaschutzpakets eine Aufhebung des Vergütungsdeckels für Photovoltaik in Höhe von 52 GW

¹ 59,34 €/MWh statt 49,34 €/MWh entspricht Mehreinnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms von 395 Mio €. Bei einem für die EEG-Umlage anzulegenden Letztverbrauch von 354 MWh würde die Umlage um 1,1 €/MWh verringert.

angekündigt und die Ausbauziele bis 2030 auf 98GW erhöht, was mehr als einer Verdoppelung der aktuellen 46,4 GW entspricht [13]

Markus Haller, David Ritter, Charlotte Loreck und Felix Christian Matthes vom Öko-Institut e. V. Berlin haben im Auftrag von Agora-Energiewende einen Agora EEG Rechner für die Entwicklung der EEG-Umlage erstellt und öffentlich zur Verfügung gestellt¹. Abbildung 10 zeigt das Referenzszenario. Dabei bleibt die EEG-Umlage von 2014 bis 2021 annähernd konstant in einem Bereich zwischen 6 und 7 Cent/kWh und fällt dann bis 2030 auf 3 Cent/kWh, bis 2035 sogar unter 2 Cent/kWh. Zusätzlich plant die Bundesregierung im Rahmen der Einführung eines CO₂-Preises im Wärmesektor und Verkehr eine Entlastung von 0,625 Cent/kWh [13].

Die Erwartungshaltung für die EEG-Umlage sieht ein Absinken von 6,756 Cent/kWh in 2020 auf 3,09 Cent/kWh in 2030 vor.

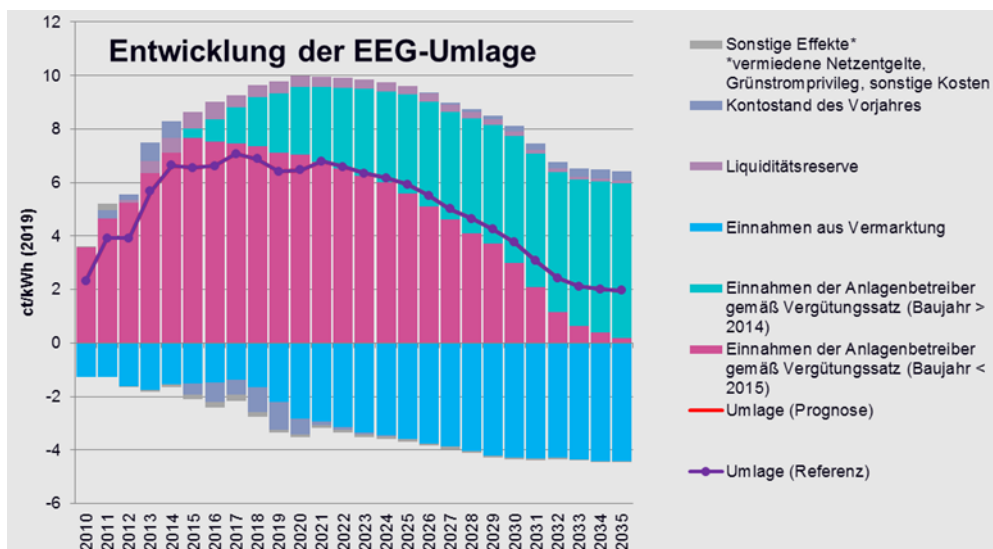


Abbildung 10: Entwicklung der EEG-Umlage erstellt mit EEG-Umlagerechner von Agora Energiewende und Öko-Institut e. V. [14].

3.3.2 Stromsteuer

Die Stromsteuer, auch unter dem Namen »Ökosteuern« bekannt, wurde 1999 im Rahmen des »Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform« eingeführt. Sie liegt seit 2011 bei 1,537 Cent/kWh. Die Einnahmen werden zu 90 Prozent für die Finanzierungsunterstützung der Rentenkassen genutzt. Im Rahmen der geplanten Einführung eines CO₂-Preises wäre es ein wünschenswertes Zeichen, die Stromsteuer abzuschaffen, da dann für eine neue Abgabe eine andere gestrichen werden würde. Darüber hinaus wird die Stromsteuer unabhängig von den mit der Erzeugung verbundenen Treibhausgasemissionen erhoben. Damit ist sie kein zielgerichtetes klimapolitisches Instrument. In der aktuellen Debatte wird jedoch die Senkung der EEG-Umlage favorisiert. Damit ist zu erwarten, dass die Stromsteuer erhalten bleibt.

¹ <https://www.agora-energiewende.de/presse/pressemitteilungen/die-eeq-umlage-steigt-2020-leicht-an-der-kostengipfel-ist-fast-erreicht-1/>

3.3.3 Netzentgelte

Haushalte und Kleinabnehmer zahlen Netzentgelte zum einen über die Grundgebühr und zum anderen über regulierte Netzentgelte in Abhängigkeit der abgenommenen Strommenge. Während die Netzentgelte zwischen 2006 und 2011 noch gesunken waren, steigen sie seither von 5,73 Cent/kWh auf 7,22 Cent/kWh (s. Abbildung 11).

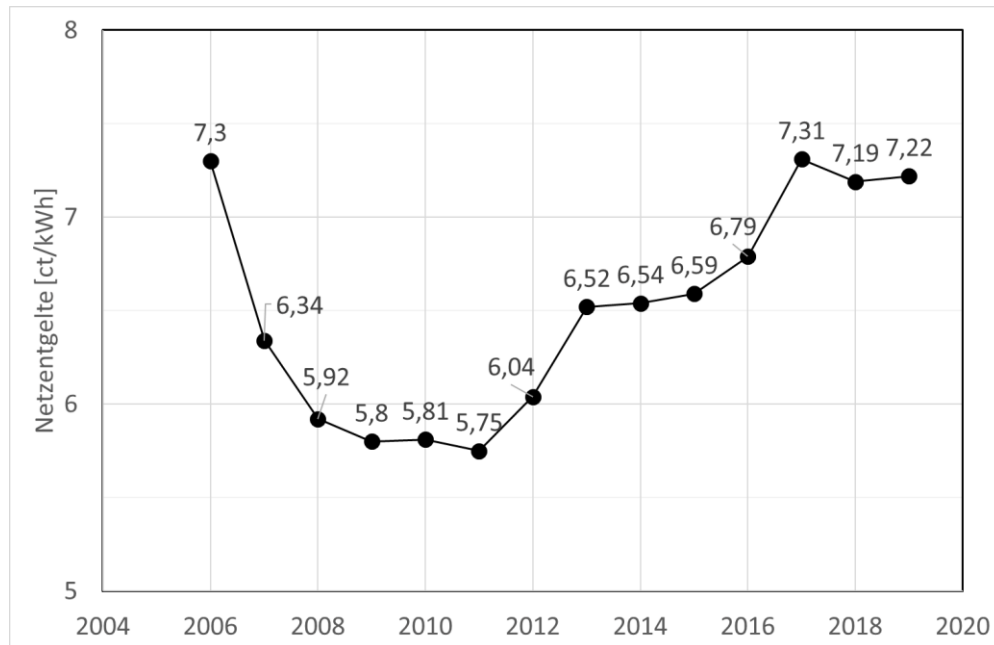


Abbildung 11: Entwicklung der Netzentgelte seit 2006. Eigene Darstellung, Datenquelle [15].

Durch die Energiewende steigen die Netzausbaukosten. Der erwartete Kostenanstieg für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber für 2025 und 2030 ist in Abbildung 12 dargestellt. Der dominierende Kostenanteil ist dabei für alle Betreiber der Ausbau der Infrastruktur. Die Kosten für das Einspeisemanagement (Eisman/Einsman) werden für TenneT TSO GmbH und 50Hertz Transmission GmbH sogar kostensenkend wirken.

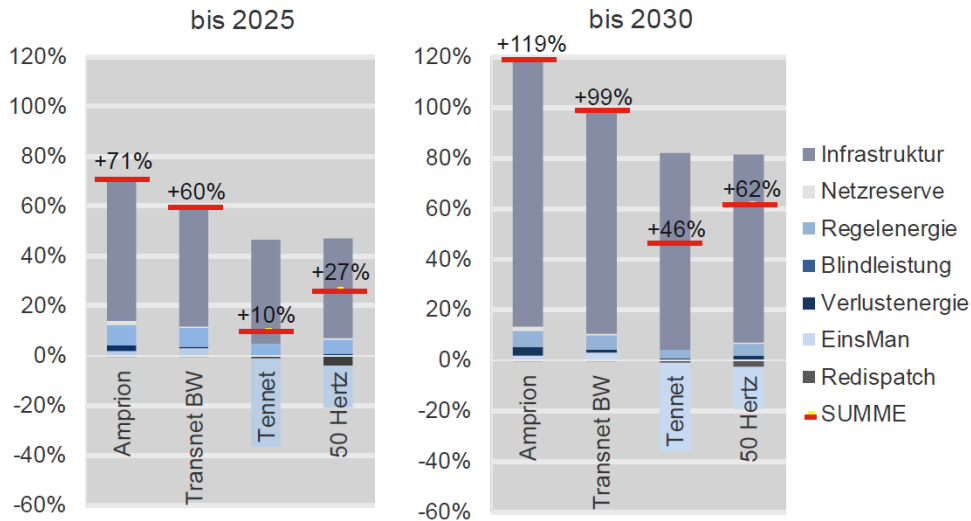


Bild 5.1 Relative Veränderung der Übertragungsnetzwerke differenziert nach Bestandteilen von 2017 bis 2025 bzw. 2030

Abbildung 12: Kostenentwicklung für Übertragungsnetzbetreiber in den nächsten 10 Jahren [16].

In einer gemeinsamen Studie von Consentec und Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wird daher erwartet, dass die Netzentgelte aufgrund des Ausbaus der Übertragungsnetze weiter steigen werden. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Netzentgelte durch den Übertragungsnetzausbau für die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland. Durch die beschlossene Angleichung der regionalen Entgelte ist der Anstieg im Norden und Osten Deutschland in den Gebieten von TenneT und 50Hertz bis 2025 geringer als in den anderen Regionen. Danach wird in der Studie ein vergleichbarer Anstieg der Netzkosten erwartet.

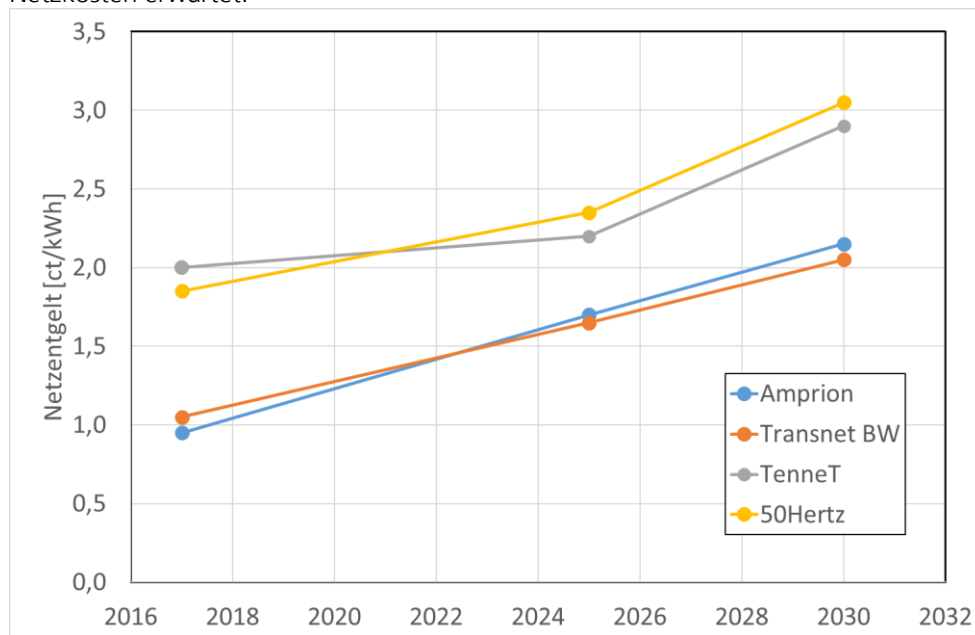


Abbildung 13: Vergleich der Netzentgelte 2030 und 2017 für einen Kunden mit Anschluss im Übertragungsnetz und Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030 [16].

Neben den Kosten auf Übertragungsnetzebene spielen die Kosten im Verteilnetz eine Rolle für die Netzentgelte von Verbrauchern, die im Mittel- oder Niederspannungsbereich angeschlossen sind. Durch das Wegfallen der Kosten für die vermiedenen Netzentgelte, die im Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) beschlossen wurden, reduzieren sich die Kosten im Verteilnetz bis 2030 leicht. Durch den Anstieg der Übertragungsnetzgebühren und die leichte Reduktion der Verteilnetzkosten erwarten Consentec und Fraunhofer ISI eine Steigerung der Netzentgelte in Summe um knapp 1 Cent/kWh (s. Abbildung 14).

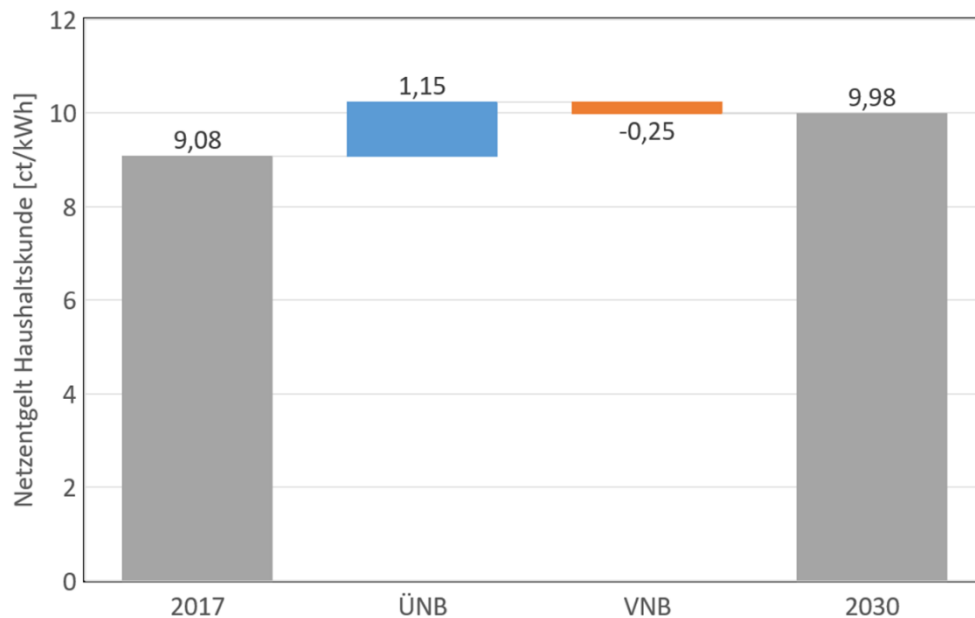


Abbildung 14: Entwicklung der Netzentgelte im Netzgebiet der Verteilnetzbetreiber Avacon, E.Dis, MitNetz und TEN. Eigene Darstellung Datenquelle [16].

3.4 Betroffenheit

Der Börsenstrompreis spiegelt die Stromerzeugungskosten wieder und wird laut unserer Metastudie bis 2030 auf 60 €/MWh steigen. Dieser Anstieg wird für viele Stromkunden durch eine mögliche Absenkung der Stromnebenkosten (insbesondere EEG-Umlage oder Stromsteuer) aus Mitteln der CO₂-Abgabe in Wärme und Verkehrssektor kompensiert. Darüber hinaus wird erwartet, dass die EEG-Umlage aufgrund der herausfallenden hohen Vergütungen alter Anlagen nach Auslaufen der 20-jährigen Vergütung sinkt. Laut Agora EEG Rechner wird sogar eine Senkung der Kostensumme aus Stromerzeugung und EEG-Umlage ab dem Jahr 2025 erwartet, auch ohne ein politisches Eingreifen (siehe Abbildung 15).

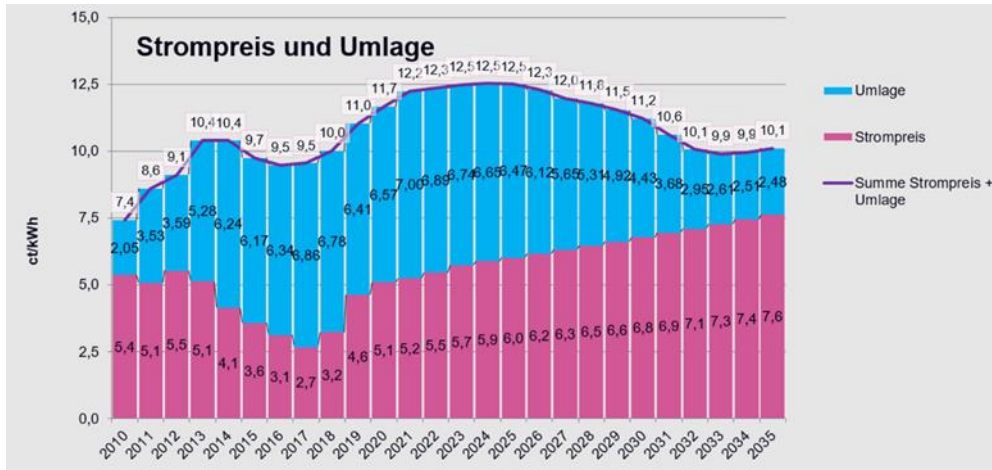


Abbildung 15: Entwicklung der EEG-Umlage und Strompreis erstellt mit EEG-Umlagerechner von Agora Energiewende und Öko-Institut [14].

In Abbildung 16 ist die erwartete Summe aus EEG-Umlage, Netzentgelte und Börsenstrompreis dargestellt. Die EEG-Umlage beginnt ab der Mitte des Jahrzehnts immer deutlicher zu sinken. Die Netzentgelte steigen erst schwach und ab 2025 stärker an. Der Börsenstrompreis steigt um 4 Prozent p. a. bis 2030.

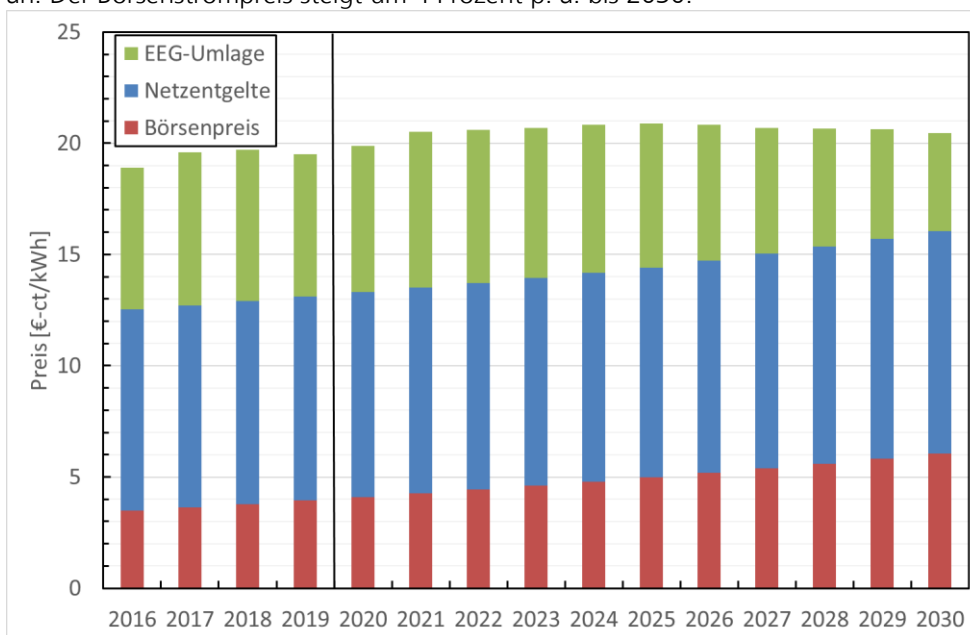


Abbildung 16: Historie und Prognose für die Entwicklung der Strompreiskomponenten EEG Umlage, Netzentgelte und Börsenstrompreis.

Die Senkung der EEG-Umlage kommt jedoch Unternehmen, die durch die Besondere Ausgleichsregelung [17] von Teilen der EEG-Umlage befreit sind, nicht zugute. Bei den Unternehmen, die unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen, handelt es sich um solche, die einen hohen Energiekostenanteil aufweisen und im internationalen Wettbewerb stehen. Diese reagieren besonders sensitiv auf ansteigende Energiekosten. Hierzu zählt im Besonderen die chemische Industrie in Mitteldeutschland. Daher sind unbedingt Angebote zur Preisstabilisierung und zur langfristigen Planbarkeit nötig, um eine Langzeitperspektive für anstehende Investitionen in Anlagen in der Region zu eröffnen.

4.1

Gesicherte Leistung

Bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit wurden die Bundesländer Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen gemeinsam analysiert und werden im Folgenden als Region bezeichnet.

Die größten Kraftwerke im Raum Halle/Leipzig sind Braunkohlekraftwerke. Dazu zählen insbesondere die beiden Heizkraftwerke in Lippendorf (1750 MW, zwei Blöcke à 875 MW) und Schkopau (1500 MW, zwei Blöcke à 750 MW). Außerdem sind die großen Kraftwerke in der Lausitz ebenfalls Braunkohlekraftwerke in Jänschwalde (1860 MW, vier Blöcke à 465 MW), Boxberg (2427 MW, vier Blöcke mit 857 MW, 640 MW, zwei Mal 465 MW) und Schwarze Pumpe (1500 MW, zwei Blöcke à 750 MW). Mit einer Gesamtleistung von 9793 MW stellt die Braunkohle über 20 Prozent der gesamten Kraftwerksleistung der Region.

Zur Bestimmung der Auswirkungen des Kohleausstiegs auf die Stromversorgung in der Region wurden die Kraftwerkskapazitäten laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 11.11.2019) genutzt. Die Kraftwerkskapazitäten nach Energieträger und Bundesland sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Energieträger sind nach erzeugter Energie absteigend sortiert (siehe Tabelle 2) – dargestellt ist jedoch die Leistung. Die Braunkohlekapazitäten sind in Brandenburg und Sachsen vergleichbar groß bei etwas über 4,3 GW, dazu kommen 1,1 GW in Sachsen-Anhalt. Danach folgt die Windkraft mit großen Erzeugungskapazitäten vor allem in Brandenburg 7,1 GW und Sachsen-Anhalt 5,1 GW. Auch in Thüringen 1,5 GW und Sachsen 1,1 GW spielt Windenergie eine wichtige Rolle für die Stromerzeugung. Auch in der Stromerzeugung durch Photovoltaik liegt Brandenburg mit 3,8 GW vor Sachsen-Anhalt 2,7 GW, gefolgt von Sachsen mit 2,0 GW und Thüringen mit 1,6 GW. Für die Energiewende sind neben den wichtigen regelbaren Kapazitäten für Biomasse und Erdgas noch insbesondere die relativ großen Pumpspeicherkapazitäten in Thüringen 1,5 GW und Sachsen 1,0 GW wichtig.

in MW	Brandenburg	Sachsen	Sachsen-Anhalt	Thüringen	Gesamt
Braunkohle	4.364	4.325	1.104	0	9.793
Wind	7.104	1.250	5.117	1.608	15.080
Solar	3.830	2.010	2.708	1.567	10.116
Biomasse*	451	270	465	251	1.436
Erdgas	781	705	841	432	2.759
Abfall	118	16	183	12	329
Pumpspeicher	0	1.085	80	1.509	2.674
Laufwasser*	5	210	28	32	275
Sonstige	175	15	68	10	267

Tabelle 1:
Kraftwerksleistung nach Bundesland und Kraftwerkstyp [18].

Öl	334	17	213	0	563
Summe	16.828	9.885	10.593	5.421	42.728

Versorgungssicherheit

Zur Abschätzung der zu erwartenden Energieerzeugungsmengen wurden mittlere deutsche Volllaststunden von Kraftwerken aus einer Studie des EWI übernommen [19]. Mit den ermittelten Kapazitäten und den Volllaststunden wurden erwartete Energieerzeugungen nach jeweiligem Energieträger in der Region bestimmt (siehe Tabelle 2). Mit 70 TWh wird aus der Braunkohleverstromung mehr als die Hälfte der Erzeugung erwartet. Die Windenergie folgt mit 33 TWh vor der Photovoltaik mit 10 TWh, der Biomasse und Erdgas mit jeweils 8 TWh.

	Kapazität [MW]	VLh EWI [h/a]	Energie [GWh]
Braunkohle	9.793	7205	70.556
Wind	15.080	2197	33.130
Solar	10.116	988	9.994
Biomasse*	1.436	5906	8.483
Erdgas	2.759	2772	7.648
Abfall	329	6327	2.078
Pumpspeicher	2.674	651	1.741
Laufwasser*	275	5031	1.382
Sonstige	267	6327	1.692
Öl	563	121	68
Summe [MW]	42.728	Summe [GWh]	136.772

Tabelle 2: Erwartete Energieerzeugung aus Kraftwerkskapazität und mittleren deutschen Volllaststunden (VLh).

Aus den Daten des Länderarbeitskreises Energiebilanzen wurde für die Region der Stromverbrauch entnommen (siehe Tabelle 3). Während die Erzeugungskapazitäten in Brandenburg und Sachsen-Anhalt am größten sind, liegt Sachsen beim Stromverbrauch vorne.

Wichtig ist in der Gegenüberstellung die Differenz zwischen der erwarteten erzeugten Energie in Höhe von 137 TWh (siehe Tabelle 2) und dem tatsächlichen Gesamtverbrauch von 67 TWh (siehe Tabelle 3). Diese Differenz zeigt, dass die Erzeugungskapazität der Region doppelt so viel Energie bereitstellen kann wie in der Region verbraucht wird. Diese erste, grobe Abschätzung wird sich bei den detaillierten Simulationen bestätigen.

	Brandenburg	Sachsen	Sachsen-Anhalt	Thüringen	Gesamt
Summe der installierten Kraftwerksleistung [MW]	16.828	9.885	10.593	5.421	42.728
Stromverbrauch [GWh]	15.441	22.040	16.955	12.536	66.973
mittlere VLh [h]	918	2.230	1.601	2.312	1.567

Tabelle 3: Energieverbrauch laut Länderarbeitskreis Energiebilanzen.

Mit den ermittelten Kraftwerkskapazitäten und typischen Verteilungen deutscher Energienachfrage sowie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurden in Energyplan Simulationsmodelle auf Basis von stündlich aufgelösten Stromerzeugungs- und –verbrauchsdaten aus dem Jahr 2015 erstellt. In Abbildung 17 sind die Kraftwerkskapazitäten, die abgeschätzte Energieerzeugung sowie die in Energyplan berechnete Energieerzeugung einander gegenübergestellt. Energyplan ermittelt eine leicht niedrigere Erzeugung aus Braunkohle und Wind und dafür eine etwas höhere Erzeugung aus Solar, Biomasse und eine deutlich höhere Erzeugung aus Erdgas. Andere Energieerzeugung wurde in Energyplan nicht ausgewertet. Aufgrund der sehr groben Abschätzung der Energieerzeugung und der vereinfachten Simulation mit Energyplan sowie dem Ziel einer Abschätzung der benötigten sicheren Leistung in der Region sind die Ergebnisse ausreichend genau. Zur Verdeutlichung des Unterschieds zwischen regionalem Stromangebot und Nachfrage ist die Stromverbrauchslinie, also der jährliche Stromverbrauch der Region, bei 67 TWh eingezeichnet. Es ist zu erkennen, dass Braunkohle allein in der Lage wäre, die gesamte Nachfrage bilanziell zu decken, genau wie die Summe der anderen Energieträger dazu in der Lage ist. Mit Energyplan wird neben dieser bilanziellen Betrachtung noch ein stundenfeiner Abgleich zwischen Angebot und Nachfrage vorgenommen, um Effekte z. B. durch eine Dunkelflaute mit zu berücksichtigen.

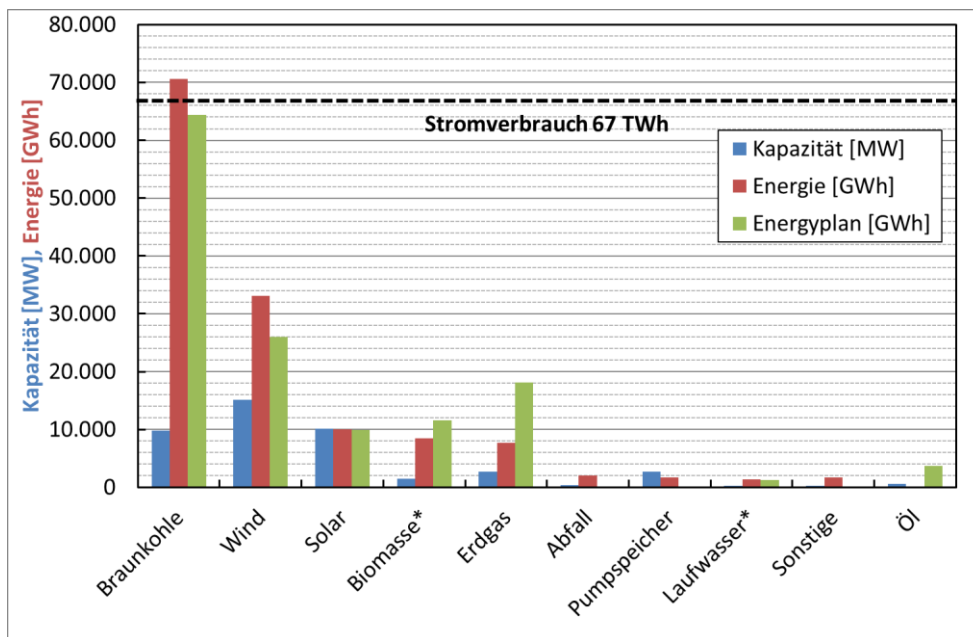


Abbildung 17: Kraftwerkskapazitäten, geschätzte Energieerzeugung und Energyplan Daten nach Kraftwerkstyp in Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen.

Zur Bewertung der gesicherten Leistung in der Region wurden fünf Modelle mit Energyplan erstellt.

- Modell 01: 2019, Status Quo
Dieses Modell beschreibt die Stromversorgung in der Region mit den oben beschriebenen Kraftwerkskapazitäten und den Erzeugungs- und Verbrauchsverteilungen für Deutschland.
- Modell 02: 01 ohne Exportnachfrage
Im zweiten Modell wird die Export Nachfrage auf null gesetzt.
- Modell 03: 02 ohne Übertragungskapazität mit maximal reduzierter Braunkohlekapazität

Im dritten Modell werden die Übertragungsleitungskapazitäten auf null gesetzt und geprüft, wie weit die Braunkohleerzeugungskapazität gesenkt werden kann.

- Modell 04: 03 mit Übertragungskapazität, ohne Braunkohlekapazität
Im vierten Modell wird ein vollständiger Braunkohleausstieg durch Importe kompensiert. Dazu wird die ursprüngliche Übertragungskapazität wiedereingestellt, jedoch die Braunkohleerzeugungskapazität auf null gesetzt.
- Modell 05: 04 mit 30 GW PV (Verdreifachung) und +2674 MW Speicher (Verdopplung)
Im fünften Modell wird die in Modell 04 entstandene Importnachfrage durch Photovoltaik und Speicher kompensiert bei ausgeglichenem Stromimport und -export.

In Abbildung 18 ist die Stromerzeugung nach Energieträger für den Status-Quo dargestellt. Dabei ist ein Stromexport in Höhe von 69,8 TWh als zusätzliche Nachfrage mit der bundesdeutschen Verteilung genau wie bei der regionalen Verteilung angenommen. Für die Übertragung dieser Exportnachfrage wird in Summe eine Leitungskapazität von 7,1 GW benötigt. Es ist zu beachten, dass über ein Jahr hinweg Importe aus und Exporte in die Region stattfinden. Da die Bruttostromflüsse z. B. für die notwendigen Leitungskapazitäten von Bedeutung sind, werden Brutto-Im- und Exporte ausgewiesen.

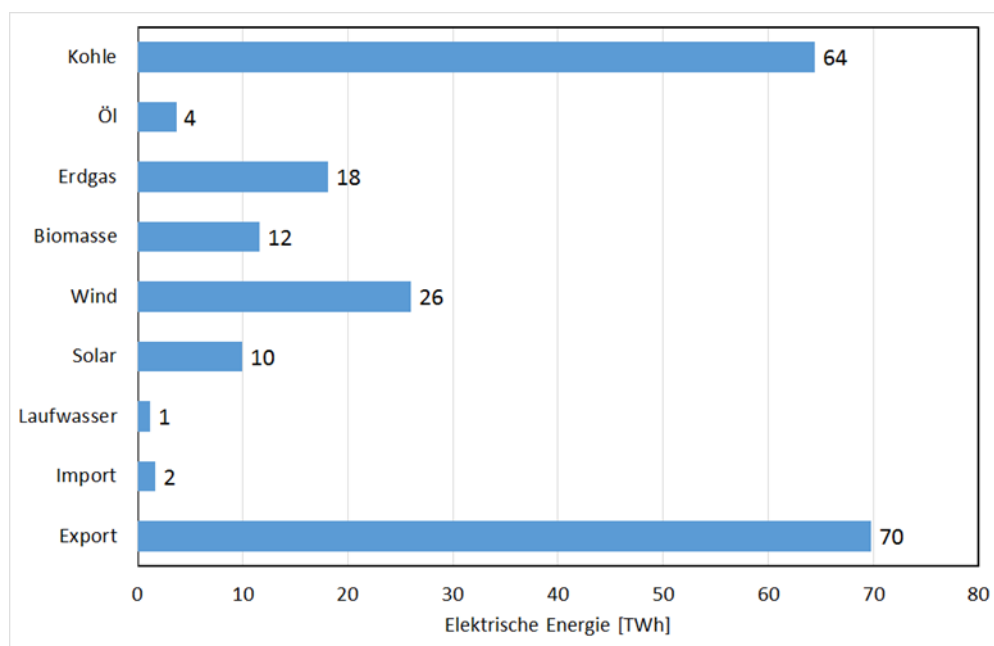


Abbildung 18: Ausgangsszenario Energieverbrauch in der Region nach Energieträger in TWh.

Im zweiten Modell wird die vorgegebenen Exportnachfrage auf null gesetzt. Die Stromerzeugung aus Kohle sinkt dadurch von 64 TWh auf 21 TWh. Die Erzeugung aus anderen variablen Kraftwerkskapazitäten sinkt proportional (im Energyplan-Modell wird als Vereinfachung die Proportionalität der Erzeugung nach fossilen Energieträgern vorgegeben und nicht Szenario abhängig z. B. nach einem Merit-Order-Kostenmodell bestimmt). Die erneuerbaren Energien erhalten Vorrang, was nach durch die niedrigen Grenzkosten der Realität entsprechen sollte. Die vorherigen Importe in Höhe von 2 TWh werden zu leichten Exporten in gleicher Höhe aufgrund der reduzierten Nachfrage.

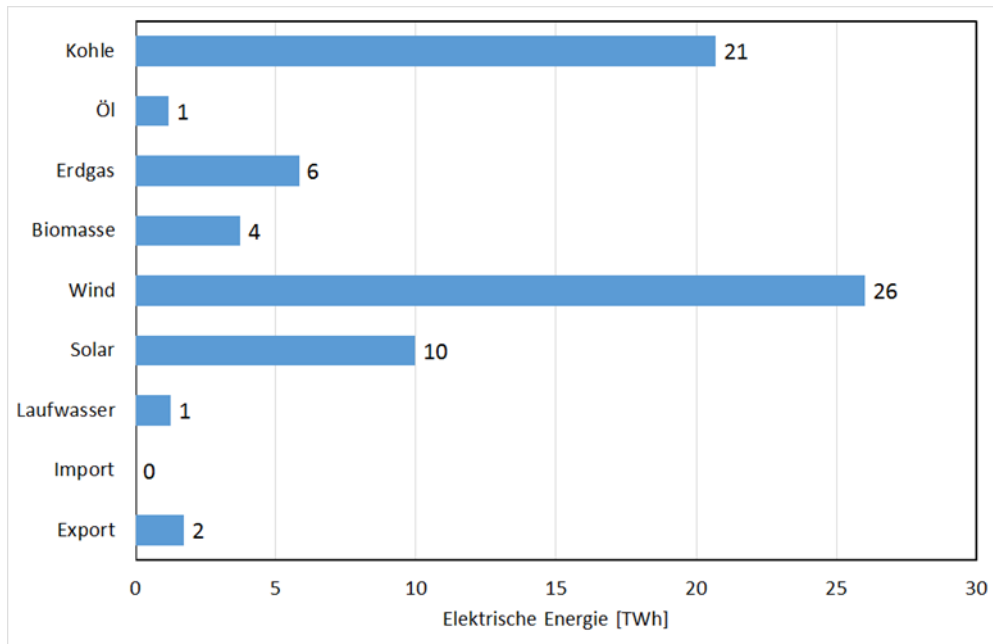


Abbildung 19: Energieverbrauch ohne Export nach Energieträger in TWh.

In Modell 03 werden die Import- und Exportleitungskapazitäten auf null gesetzt und damit ein Inselbetrieb für die Region simuliert. Hier müssen Stromangebot und -nachfrage in jeder Stunde des Jahres ausgeglichen werden. Für diesen Fall wurde die Kohleerzeugungskapazität soweit reduziert, dass gerade noch keine Unterdeckung der Stromversorgung beobachtet wurde. Ergebnis ist, dass die Braunkohleerzeugungskapazität in der Region von 9,8 GW auf 4,4 GW um mehr als die Hälfte reduziert werden kann und die Region sich trotzdem weiter über das gesamte Jahr selbst versorgen kann.

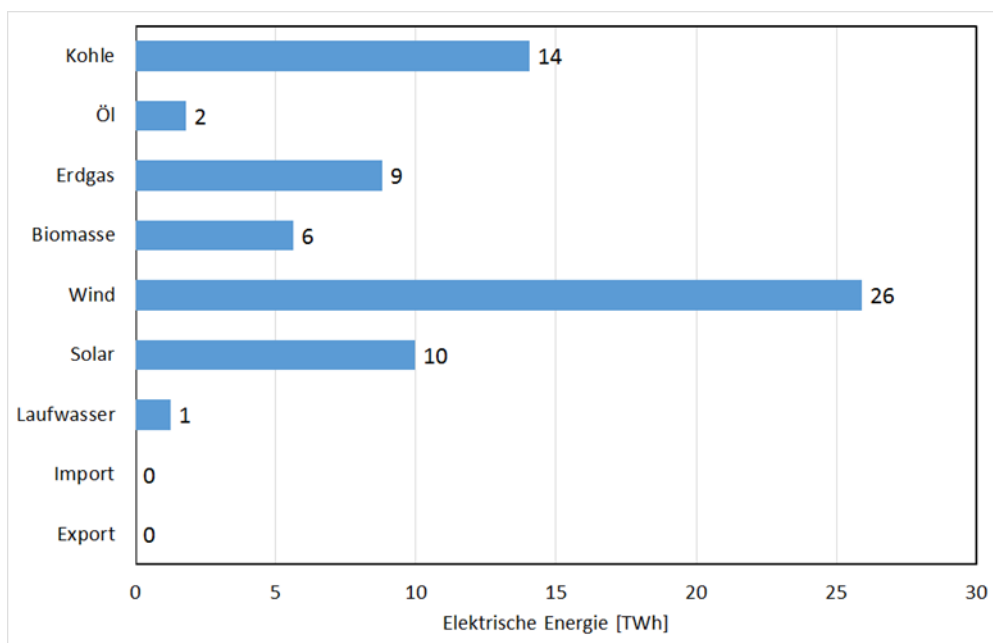


Abbildung 20: Energieverbrauch ohne Export mit maximal reduzierter Braunkohlekapazität von 9,8 GW auf 4,4 GW.

In Modell 04 wird der umgekehrte Ansatz geprüft und die Braunkohlekapazität vollständig auf null gesetzt. Die bestehenden Übertragungskapazitäten in Höhe von 7,1

GW zur Stromnachfragedeckung werden als weiter verfügbar angenommen. Auch hier ist eine Versorgung der Region möglich. Der ermittelte Importbedarf liegt bei 17 TWh bei 2 TWh Export.

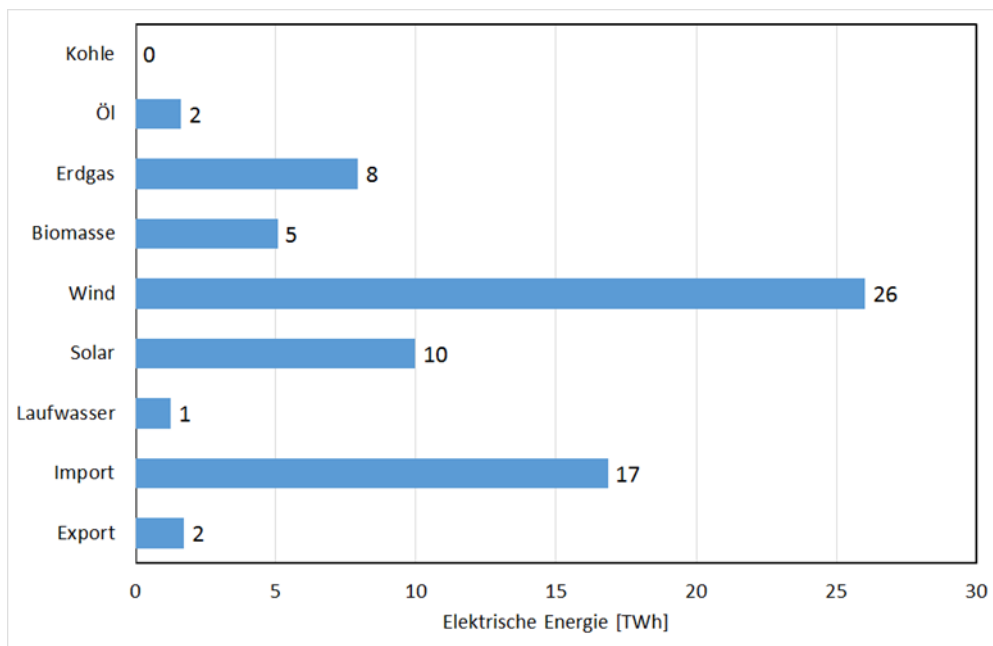


Abbildung 21: Energieerzeugung nach Energieträger bei vollständigem Braunkohleausstieg aber bestehenden Leitungen für Stromimport und -export.

Für einen bilanziell ausgeglichenen Importsaldo muss die Photovoltaik-Kapazität der Region von 10 GW auf 30 GW verdreifacht und gleichzeitig die Speicherkapazität von 2,7 GW auf 5,4 GW verdoppelt werden. Damit wird ein Ausgleich des Stromimports und -exports in Höhe von jeweils 12 TWh erreicht.

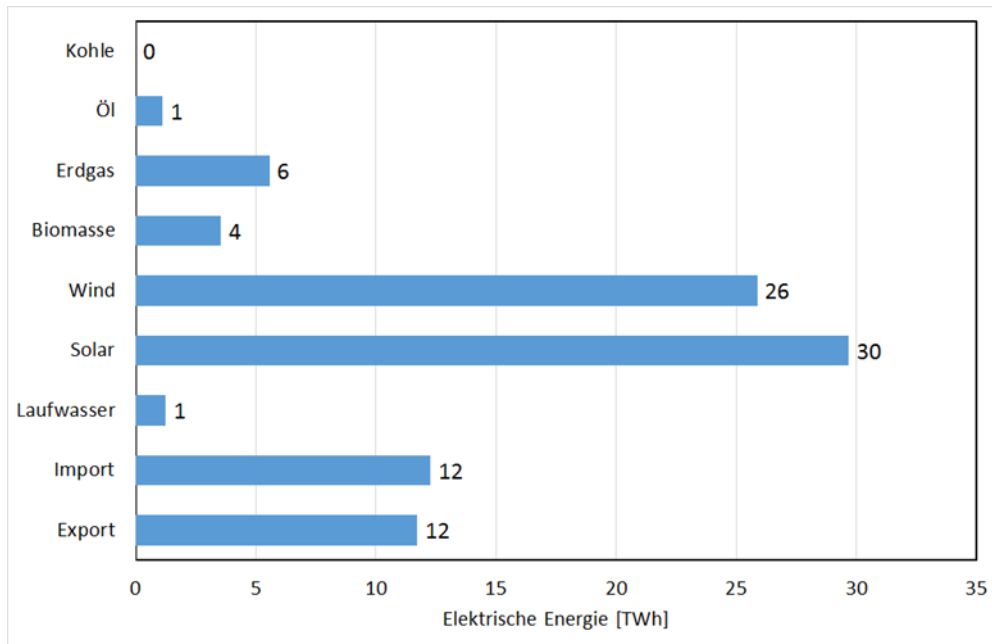


Abbildung 22: Energieverbrauch nach Energieträger bei Braunkohleausstieg und ausgeglichenem Import und Export durch eine Verdreifachung der Photovoltaik Leistung sowie eine Verdopplung der Speicherkapazität.

Bei der detaillierten Analyse der Import und Exportabhängigkeiten wird – wenig überraschend – deutlich, dass es bei hohem Solarstromanteil sowohl eine Import-Export-Abhängigkeit von der Jahreszeit (siehe Abbildung 23) als auch der Tageszeit (siehe Abbildung 24) gibt. Während im Sommer Energie exportiert wird, muss im Winter Energie importiert werden.

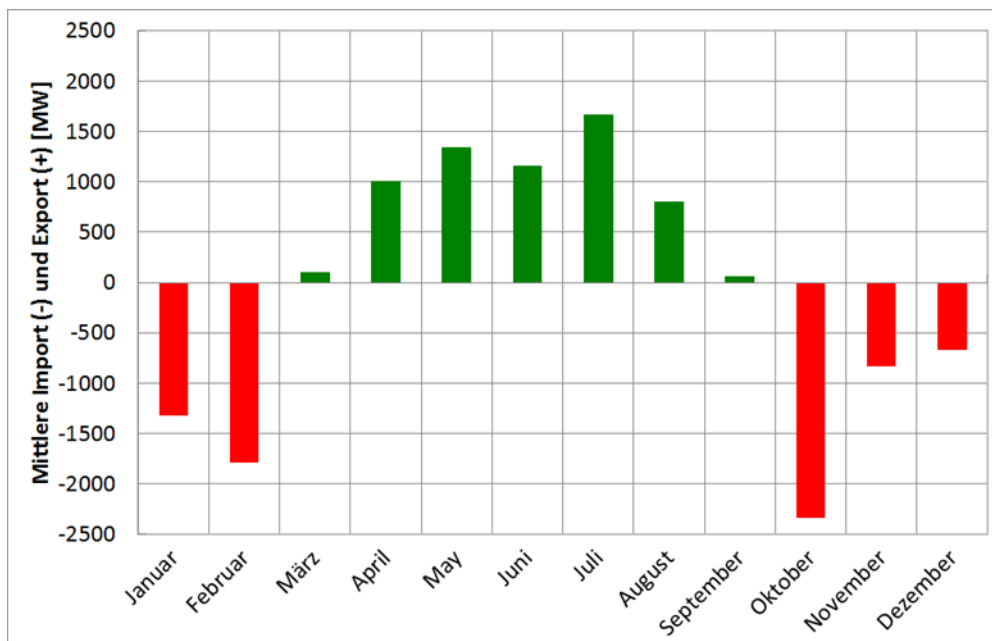


Abbildung 23: Mittlere Import und Export Abhängigkeit von der Jahreszeit.

Gleiches gilt für die Abhängigkeit der Tageszeit. Nachts, wenn keine Sonne scheint, wird Strom importiert und tagsüber exportiert. Für beide Fälle werden entweder ausreichend elektrische Energieerzeugungskapazitäten außerhalb der Region benötigt

oder aber entsprechende Speichertechnologien, die sowohl eine kurzzeitige Speicherung (Tag-Nacht) als auch eine langfristige Speicherung (Sommer-Winter) ermöglichen. Neben Pumpspeicherkraftwerken sind für die kurzzeitige Speicherung insbesondere Batterien inklusive entsprechend angesteuerte Elektrofahrzeuge geeignet. Für die langfristige Speicherung sind aktuell Wasserstoff-Elektrolyse inklusive daraus hergestellter synthetischer Kraftstoffe in der Entwicklung.

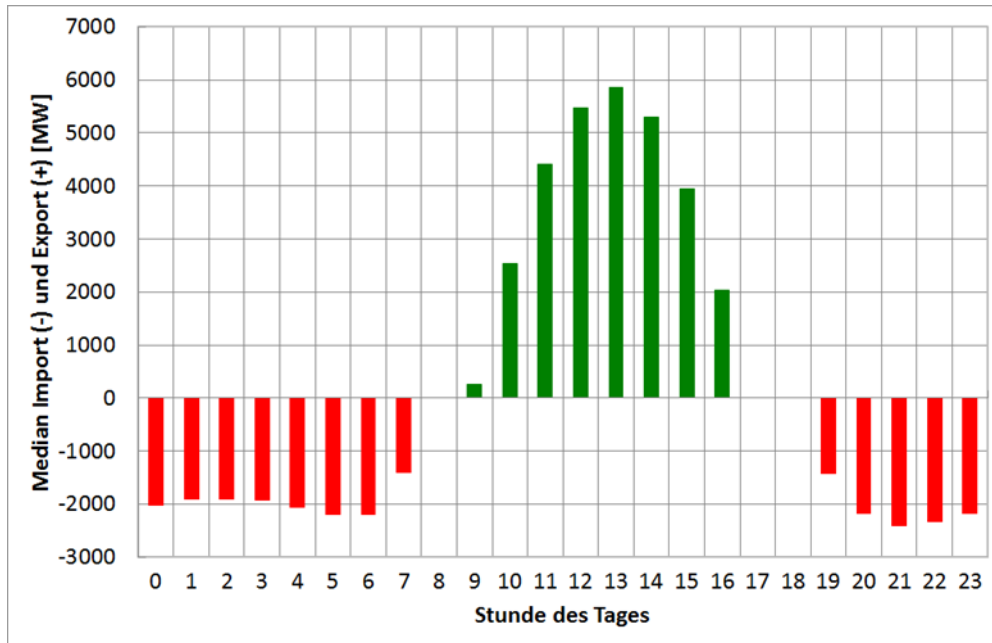
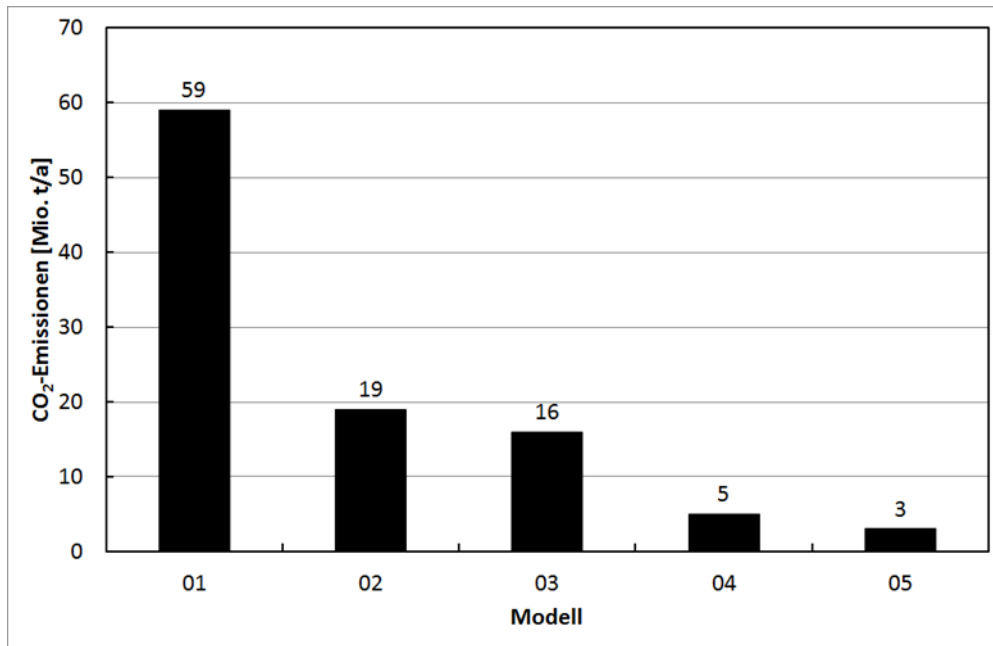


Abbildung 24: Median von Import und Export in Abhängigkeit von der Tageszeit.

Mittels der Energyplan-Modelle können die CO₂-Emissionen abgeschätzt werden. Die CO₂-Emissionen in der Region für die verschiedenen Modelle sind in Abbildung 25 dargestellt. Dabei sind Export und Import nicht mitberücksichtigt. Im Modell 01 mit einem großen Exportanteil und daraus resultierend einer großen Überproduktion an elektrischer Energie in der Region liegen die CO₂-Emissionen mit 59 Mio t/a am höchsten. Ohne diese erhöhte Produktion sinken die Emissionen unmittelbar auf 19 Mio t/a. Durch die weiteren simulierten Maßnahmen können die CO₂ Emissionen aus der Stromerzeugung in der Region auf 3 Mio t/a reduziert werden.



Versorgungssicherheit

Abbildung 25: CO₂-Emissionen der verschiedenen Modelle.

Aus den Simulationen mit Energyplan für die Stromerzeugung der Region lässt sich schließen, dass eine unmittelbare Gefährdung der Versorgungssicherheit für die Region durch den Braunkohleausstieg nicht zu erwarten ist. Überkapazitäten auf der Erzeugungsseite sowie für den Braunkohlestromexport bestehende Übertragungskapazitäten sichern die Stromversorgung in Mitteldeutschland.

Dies bestätigen auch die internen und externen Studien des BMWi zur Versorgungssicherheit. So heißt es in der Kurzzusammenfassung der externen Studie: »Die Verbraucher können in den vorliegenden Untersuchungen jederzeit sicher versorgt werden, d. h. die ermittelte Lastüberhangwahrscheinlichkeit beträgt für Deutschland im gesamten Betrachtungszeitraum null. Dies entspricht einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100 Prozent.«

Aus den eigenen detaillierten Betrachtungen und der Expertise des BMWi lässt sich somit keine Sorge vor einer fehlenden Versorgungssicherheit ableiten.

5 Diskussion und Bewertung der Ergebnisse

Zur Einordnung der anstehenden Strompreisentwicklung lohnt sich der Blick zurück. In Abbildung 26 ist der inflationsbereinigte, mittlere Jahresstrompreis in Deutschland seit 2002 dargestellt. Seit 2013 liegt der Preis um oder unter 40 €/MWh. In den Jahren davor waren jedoch Preise um 60 €/MWh durchaus üblich. Es ist zu beachten, dass die Auswirkungen eines höheren Strompreisniveaus heute stärker sein können, als noch vor zehn Jahren. Gründe dafür können z. B. in einem schärferen internationalen Wettbewerb liegen. Auffällig ist das - im Vergleich zu den letzten Jahren - hochpreisige Jahr 2018. Dieser Preissteigerungstrend fand jedoch in 2019 keine Fortsetzung.

Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland

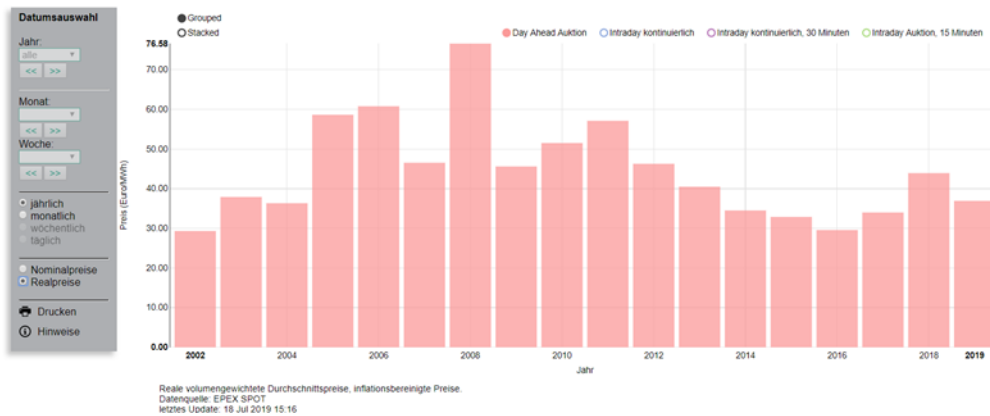


Abbildung 26: Inflationsbereinigte mittlere Jahresstrompreise in Deutschland seit 2002 [20].

Mit höherer zeitlicher Auflösung können in den letzten beiden Jahren steigende Preise in der zweiten Hälfte von 2018 beobachtet werden. Dabei stieg der Preis von 40 €/MWh im ersten Halbjahr auf 60 €/MWh im zweiten Halbjahr (s. Abbildung 27).

Tägliche Börsenstrompreise in Deutschland in 2018

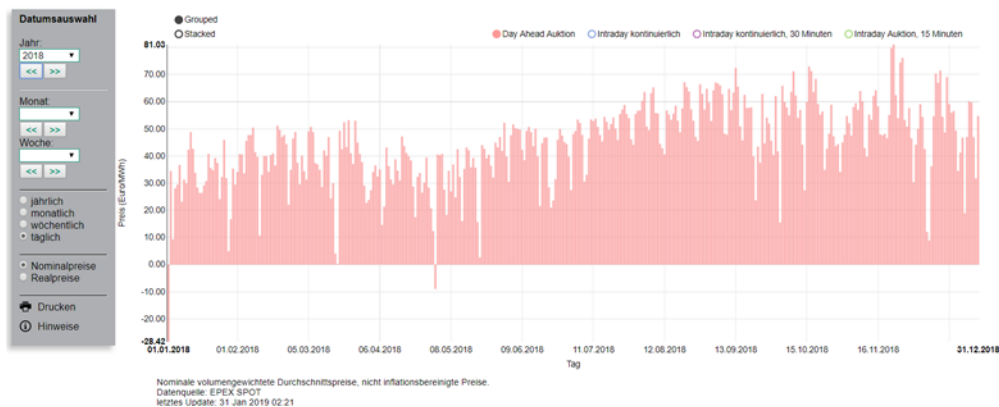


Abbildung 27: Täglich gemittelter Börsenstrompreis in Deutschland für 2018 [21].

2019 ist bislang vor allem gekennzeichnet durch einen Preisdeckel bei 40 €/MWh und starke Ausreißer nach unten bis hin zu stark negativen Tagesmittelwerten bis zu -44 €/MWh.

Tägliche Börsenstrompreise in Deutschland in 2019

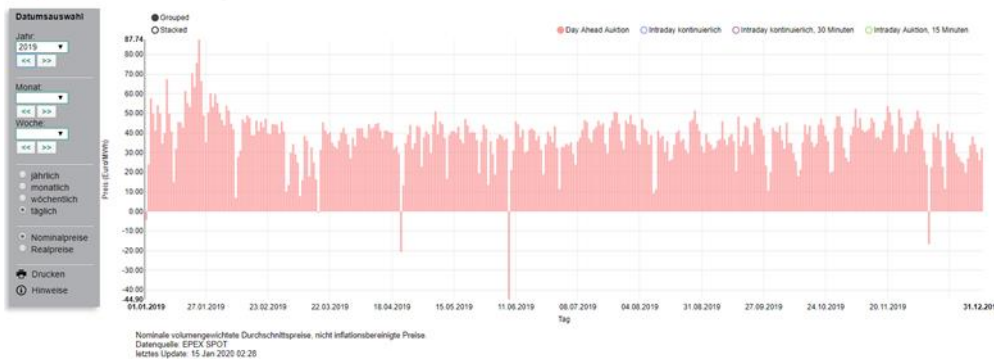


Abbildung 28: Täglich gemittelter Börsenstrompreis in Deutschland für 2019 [22].

Die übergeordnete Kostenentwicklung der letzten beiden Jahre lässt sich auf die Entwicklung der Preise für CO₂ und Kohle zurückführen. Der Preis für CO₂-Zertifikate ist in den letzten drei Jahren um fast 400 Prozent gestiegen (s. Abbildung 29). Der Anstieg verlief in den letzten beiden Jahren bis auf ein paar Schwankungen annähernd linear mit einem Anstieg von ca. 10 €/t_{CO2} pro Jahr. Bereits aktuell fahren insbesondere Braunkohlekraftwerke laut einer Studie von Sandbag Smarter Climate Policy Verluste im Bereich von insgesamt 664 Mio € allein im ersten Halbjahr 2019, insbesondere aufgrund der hohen Zertifikatpreise, ein [23]. Sollte sich dieser Trend in den nächsten Jahren fortsetzen, wird die Kohleverstromung immer unwirtschaftlicher. Bei einem Preis oberhalb von 30 €/t_{CO2} oder gar 40 €/t_{CO2} können Kohlekraftwerke nur bei einem stark steigenden Börsenstrompreis wirtschaftlich betrieben werden.



Abbildung 29: CO₂-Preisentwicklung bis 14.01.2020. Der Preis hat sich von 5 €/t_{CO2} auf 25 €/t_{CO2} in 3 Jahren verfünffacht [24].

Gleichzeitig zur Entwicklung der CO₂-Preise gab es starke Schwankungen im Kohlepreis (s. Abbildung 30). Dieser war in der zweiten Hälfte 2018 von 50 €/t auf 70 €/t gestiegen.

Der Kohlepreis ist jedoch Anfang 2019 wieder zurückgegangen und liegt heute unter 40 €/t.

Diskussion und Bewertung der Ergebnisse



Abbildung 30: Kohlepreis-entwicklung von 2017 bis 2020 in €/t [25].

Basierend auf Daten von Energy-charts.de wurde die aktuelle Entwicklung der Zusammensetzung der Stromversorgung nach Energieträger zusammen mit der Entwicklung der Preise an der Strombörse in den letzten beiden Jahren untersucht. In Abbildung 31 ist die monatliche elektrische Energieerzeugung aus Braunkohle und Steinkohle von Januar 2018 bis Oktober 2019 dargestellt. Die Braunkohle Verstromung ist von knapp 12 TWh im Monat auf 8 TWh um ein Drittel gesunken. Gemittelt über die ersten 10 Monate der Jahre 2018 und 2019 sank die Braunkohle Verstromung um 2,6 TWh pro Monat. Die Steinkohle Verstromung ist von 6 bis 8 TWh im Monat auf unter 4 TWh gesunken. Der Monatsmittelwert lag in den letzten Jahren (mit Ausnahme des Wirtschaftskrisenjahr 2009) immer über 8 TWh. Damit ist die Steinkohleverstromung mittelfristig um etwa die Hälfte und im letzten Jahr um ein weiteres Drittel gesunken. Im Vergleich der Mittelwerte der ersten 10 Monate 2018 und 2019 sank die Steinkohle Verstromung um 2,0 TWh pro Monat. Insgesamt werden 2019 rund 4,6 TWh Kohlestrom pro Monat weniger erzeugt als im Vorjahr. Dieser Prozess hat unabhängig von einem Kohleausstiegsgesetz stattgefunden, er basiert auf rein ökonomischen Randbedingungen wie dem Europäischen Emissionshandelssystem. Im Weiteren wird untersucht, wie der Kohlestrom substituiert wurde.

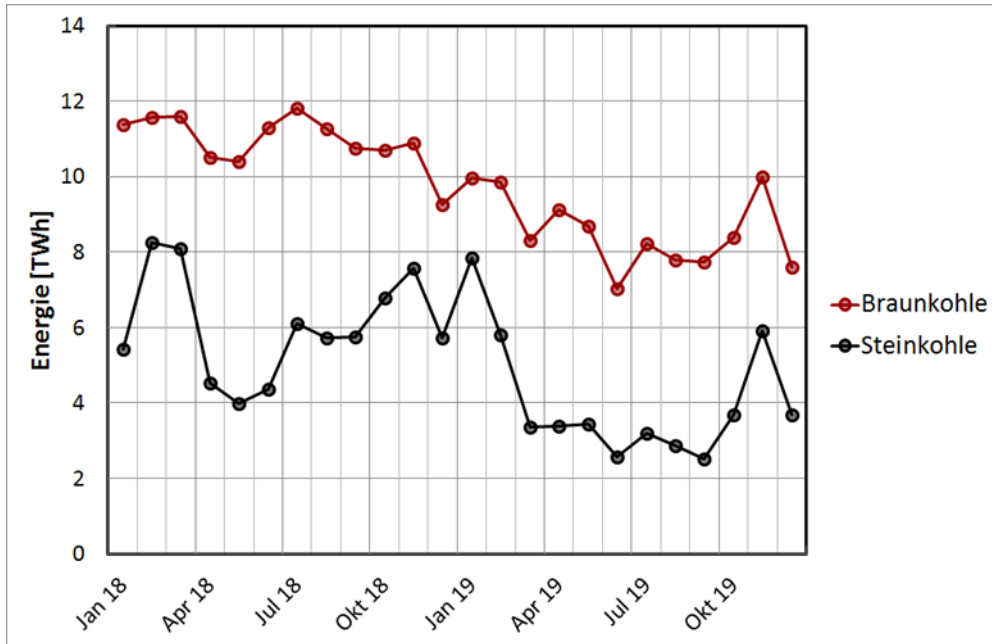


Abbildung 31: Rückgang der Kohleverstromung in Deutschland 2019. Eigene Darstellung, Datenquelle Energy-Charts [26].

Der größte Teil der Substitution erfolgt über eine reduzierte Last im deutschen Stromnetz. Im Mittel ist die Gesamtlast von 2019 gegenüber 2018 um 2,0 TWh pro Monat geringer ausgefallen (s. Abbildung 32). Außerdem ist der Importsaldo gestiegen. Im Mai 2019 hat Deutschland erstmals seit Juli 2014 in einem Monat mehr Strom von seinen Nachbarn importiert als exportiert. Dabei haben sich insbesondere die Exporte in die Niederlande (1,1 TWh/M), die Schweiz (0,6 TWh/M) und nach Österreich (0,3 TWh/M) reduziert, während gleichzeitig der Import aus Frankreich gesunken ist (-0,5 TWh/M).

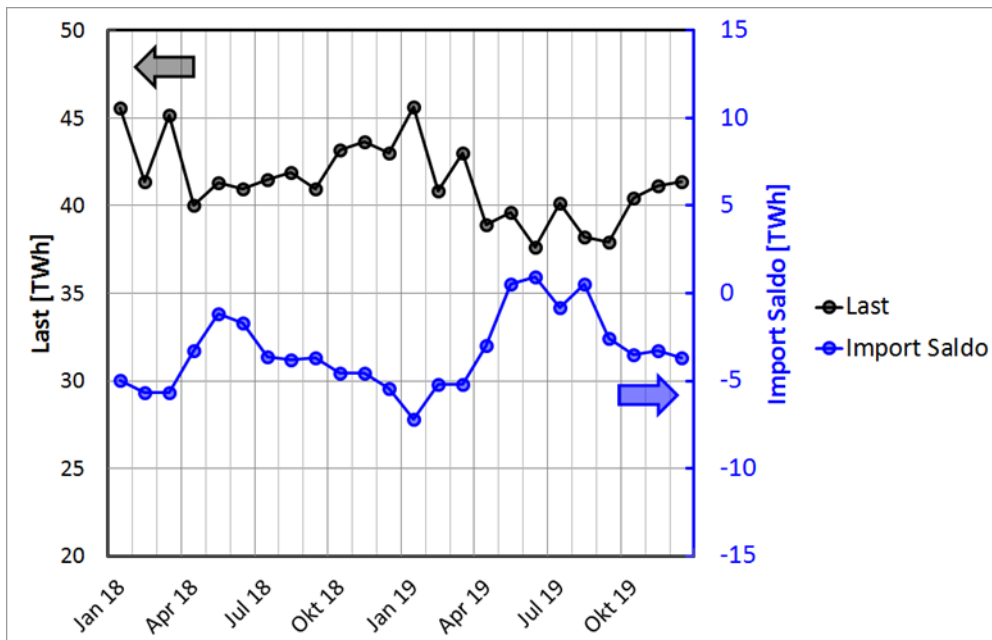


Abbildung 32: Entwicklung der monatlichen Last und des Import Saldos in Deutschland 2018 und 2019. Eigene Darstellung, Datenquelle Energy-Charts [26].

Neben Last und Importsaldo ist in den letzten Monaten auch eine hohe Gasverstromung zu verzeichnen. Bei den erneuerbaren Energien gibt es keine großen Zugewinne. Vor allem wetterbasierte Schwankungen führen zu hohen Winderträgen zu Beginn des Jahres 2019. In Abbildung 33 sind Windkraft und solare Stromerzeugung zusammen mit deren Summe dargestellt. Die jahreszeitlichen Schwankungen von Wind und Solar sind deutlich zu erkennen. Während die Winderträge ihr Maximum in Herbst, Winter und Frühling erreichen sind die solaren Erträge im Sommer maximal. Damit ergibt sich aus der Summe ein relativ konstanter monatlicher erneuerbarer Ertrag zwischen 10-15 TWh/M.

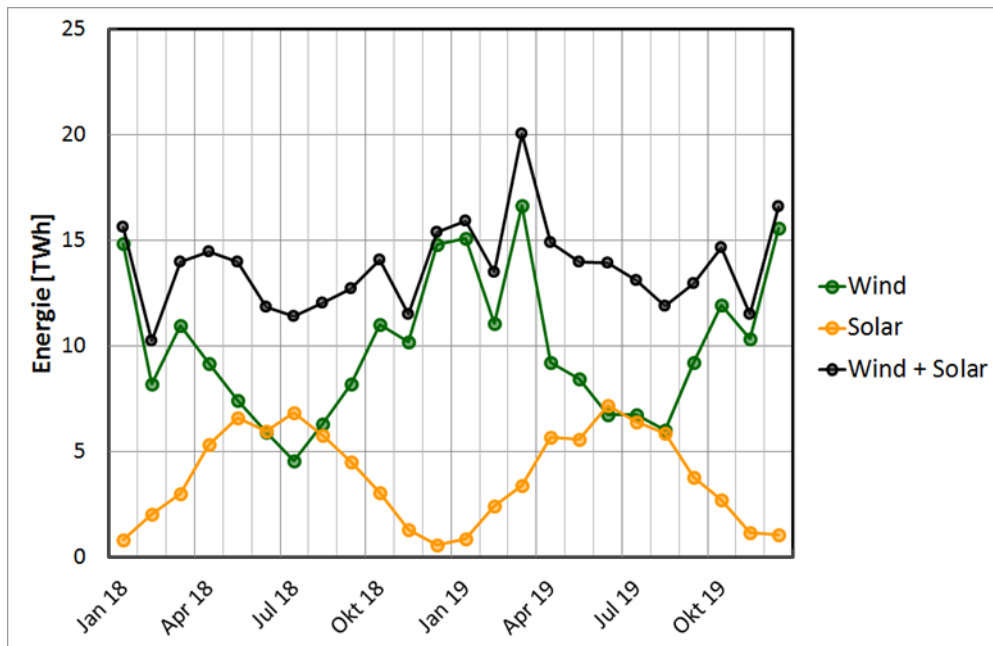


Abbildung 33: Monatlich Wind und Solar Stromerzeugung in Deutschland 2018 und 2019. Eigene Darstellung, Datenquelle Energy-Charts [26].

Die beobachteten Veränderungen führen dazu, dass die erneuerbare Stromerzeugung aus Wind und Solar seit März 2019 jeden Monat mehr zur Stromerzeugung beiträgt als Strom aus Braun- und Steinkohle (s. Abbildung 34)

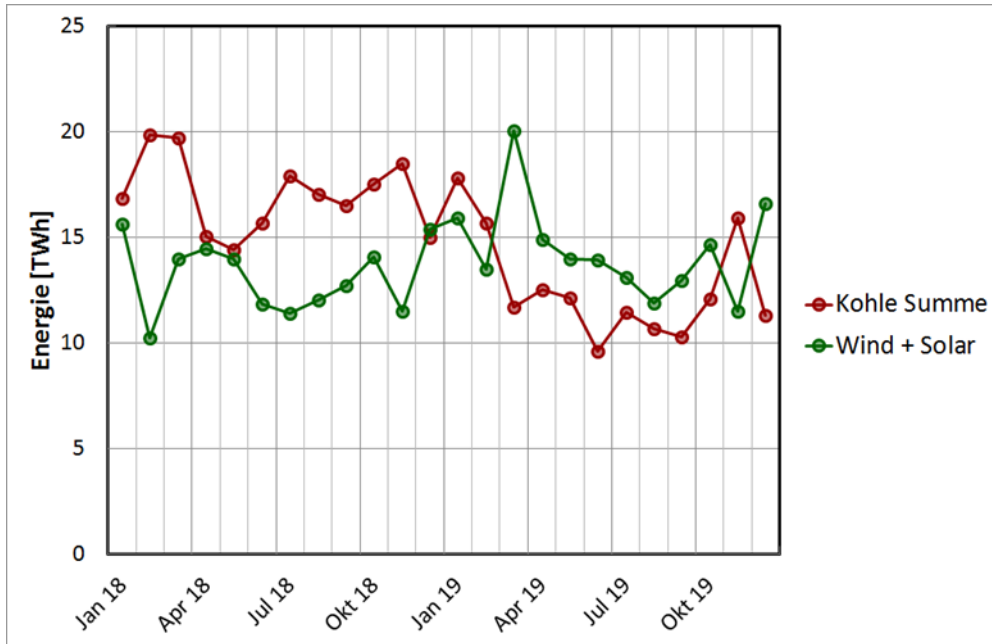


Abbildung 34: Monatliche Kohle und EE Verstromung in Deutschland 2018 und 2019. Eigene Darstellung, Datenquelle Energy-Charts [26].

Aus diesem bereits zu beobachtenden Wandel im Strommix mit weniger Kohle und mehr erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, ob bereits ein Einfluss auf den Strompreis zu beobachten ist. In Abbildung 35 sind die Kohleverstromung und der monatliche Mittelwert des Day-Ahead Börsenstrompreises dargestellt. Ende 2018 war der Börsenstrompreis deutlich auf über 50 €/MWh gestiegen. In 2019 fiel er jedoch wieder auf recht stabil unter 40 €/MWh und dies obwohl die Kohleverstromung deutlich gesunken ist.

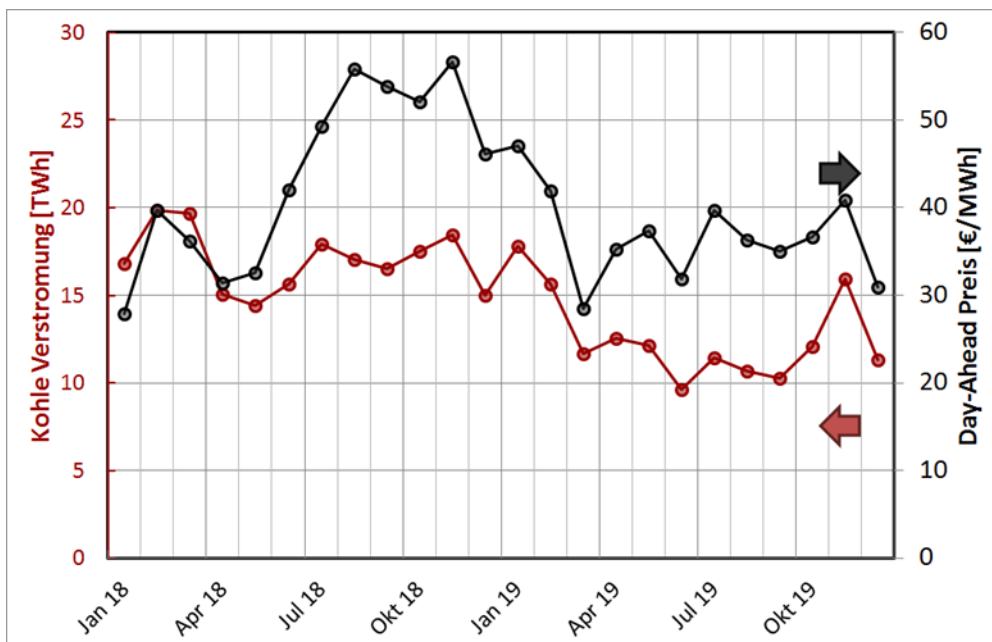


Abbildung 35: Monatliche Kohleverstromung und Börsenstrompreis Deutschland 2018 und 2019. Eigene Darstellung, Datenquelle Energy-Charts [26].

Welche Schlüsse lassen sich aus den gewonnenen Daten ziehen und was bedeuten diese für die weitere Entwicklung des Strompreises? Während sich im letzten Jahrzehnt ein politisch verordneter Umbau der Stromversorgung weg von Kernenergie hin zu erneuerbaren Energien vollzog, steht die aktuelle Entwicklung im Zeichen einer marktgetriebenen Abkehr von der Kohleverstromung unabhängig von und vor dem politisch verordneten Kohleausstieg. Dabei sind steigende CO₂-Zertifikate- und niedrige Gaspreise hauptverantwortlich für den Wandel. Aufgrund sehr geringer Grenzkostenunterschiede vollzieht sich die Abkehr von der Kohleverstromung noch ohne nennenswerte Preissteigerungen. Aufgrund der Komplexität des Strommarkts bedeutet dies aber nicht, dass der vollzogene Wandel dauerhaft anhält. Eine einfache Fortschreibung der beobachteten Entwicklung ist aus mehreren Gründen unzulässig:

1. Die Möglichkeit zur Kompensation reduzierter Atom- und Kohlestromerzeugung durch eine Änderung im Importsaldo ist begrenzt. Bei einem fortschreitenden Trend zum Ausstieg aus Kernkraft und Kohle in Europa sollte der Strompreis steigen.
2. Auch bei weiter verknappten CO₂-Zertifikaten kann ein verstärkter Rückgang der Kohleverstromung wieder Zertifikate freisetzen, was zertifikatspreissenkend wirken könnte.
3. Durch das Fortschreiten der Sektorenkopplung, z. B. durch die Elektromobilität, wird die Stromnachfrage in den nächsten zehn Jahren voraussichtlich steigen. Eine steigende Nachfrage wird preissteigernd wirken, wenn nicht gleichzeitig das Angebot erhöht wird.
4. Die konkrete Umsetzung des – z. B. beim Ausbau erneuerbarer Energien – bislang noch sehr unspezifischen Klimapakets wird noch großen Einfluss auf die Entwicklung der Stromkosten haben.

Die aktuelle kurzfristige Entwicklung ist in keiner Simulation erfasst, da diese eher langfristige Trends untersucht.

Durch den Kohleausstieg wird ein Strompreisanstieg erwartet. Wichtig ist, ein weiteres Ansteigen der Stromnebenkosten durch die Energiewende zu vermeiden. Die Versorgungssicherheit muss in jedem Fall sichergestellt sein, bevor große Kraftwerkskapazitäten abgeschaltet werden. Noch sind Überkapazitäten vorhanden, da die Region aus Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen Strom-»Exporteur« ist. (Die Auswirkungen eines Ausfalls der durch den Stromexport erzielten Einnahmen in der Region muss separat untersucht werden.)

Etwa die Hälfte der Braunkohle-Stromerzeugungskapazität wird nur für den »Export« in andere Bundesländer benötigt. Sollen weitere Erzeugungskapazitäten abgebaut werden, wird die Region entweder zum Strom-»Importeur« mit entsprechenden ökonomischen Auswirkungen oder es werden große Erzeugungskapazitäten aufgebaut. Woher die möglicherweise notwendig werden Stromimporte stammen können, wurde im Rahmen dieser Studie nicht untersucht. Durch den möglichen Wegfall der Stromexporte verliert die Region Einnahmen in Höhe von 2,8 Mrd. € pro Jahr (Annahmen in erster Näherung 40 €/MWh für 70 TWh/a). Der mögliche wirtschaftliche Einfluss daraus muss separat betrachtet werden.

Für den durchschnittlichen privaten oder gewerblichen Verbraucher sind in den nächsten Jahren durch den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung keine stark steigenden Stromkosten zu erwarten, da sinkende Umlagen steigende Erzeugungspreise kompensieren sollten. Auch Probleme bei der Versorgungssicherheit erscheinen für private Kunden sowie Unternehmen aus Handel, Gewerbe und Dienstleistungen nicht extrem dramatisch.

Jedoch ist für die energieintensive Industrie, die durch die Besondere Ausgleichsregelung eine reduzierte EEG-Umlagen entrichtet, die Auswirkung der steigenden Erzeugungspreise kritisch. Ihre Stromkosten sind damit direkt an die Großhandelspreise an der Börse geknüpft. Außerdem reagieren Prozesse der energieintensiven Industrien zum Teil hochgradig sensibel bereits auf kurzfristige Unterbrechungen der Stromversorgung. Da in den nächsten Jahren wegweisende Investitionen für die Standorte in Mitteldeutschland anstehen, ist es wichtig, dass hier Angebote gemacht werden, um stabile Preise und eine sichere Perspektive zu bieten. Dabei wird dem Zusammenspiel verschiedener Faktoren eine zentrale Rolle zukommen:

- Günstiger Strom aus erneuerbaren Energie direktvermarktet über Power Purchase Agreements
- Sichere Energieversorgung aus Speichern (Wasserstoff, Pumpspeicher und Batterien) und Spitzenlastkraftwerken
- Kreislaufwirtschaft mit klarer Perspektive zur Verbesserung von Geschäftsmodellen
- Innovationen zum DemandSideManagement in Betrieben (Künstliche Intelligenz, KI ?)
- Marktwirtschaftliche Reform des Strommarkts zur Hebung von Effizienzpotentialen

Der Kohleausstieg ist der Treiber des Strukturwandels in der Region. Hier gilt es, die erwarteten Mittel intelligent zu nutzen, um den Betrieben Perspektiven für eine positive Entwicklung zu geben.

7 Literaturverzeichnis

- [1] „BMW i“, [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>.
- [2] Agora-Energiewende, „Kohleausstieg, Stromimporte und -exporte sowie Versorgungssicherheit“, Agora-Energiewende, Berlin, 2017.
- [3] Agora-Energiewende, „Elf Eckpunkte für einen Kohlekompromiss - Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors“, Agora-Energiewende, Berlin, 2016.
- [4] Aurora Energy Research, „Auswirkung der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt“, Aurora Energy Research, 2019.
- [5] B. Pfluger, B. Tersteegen und B. Franke, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, Karlsruhe, 2017.
- [6] Frontier Economics, „Strompreiseffekte eines Kohleausstiegs“, Frontier Economics, 2018.
- [7] ETR, Frontier Economics, Georg Consulting, Visionometrics, „Folgenabschätzung des CO₂-Sektorziels für die Energiewirtschaft im Klimaschutzplan 2050“, RWE AG, 2018.
- [8] H. H. e. al., „Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung“, Umweltbundesamt, 2017.
- [9] BMW i, „Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leistungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität“, BMW i, Berlin, 2019.
- [10] r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP Energy, „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“, BMW i, Köln, 2019.
- [11] BDEW, „Strompreisanalyse“, BDEW, Berlin, 2019.
- [12] S. Boley, „Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017“, DIHK, Berlin, 2017.
- [13] Bundesregierung, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Erreichung des Klimaschutzplans 2050“, Bundesregierung, Berlin, 2019.
- [14] Öko-Institut, *EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende*, Berlin, 2019.

- [15] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur,“ [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>.
- [16] Consentec, Fraunhofer ISI, „BMW-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität,“ Consentec, Aachen, 2018.
- [17] §63ff., *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.*
- [18] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste,“ 11 11 2019. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- [19] Prognos, EWI, GWS, „Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose,“ BMWi, Basel/Köln/Osnabrück, 2014.
- [20] Energy-Charts, „Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland,“ [Online]. Available: https://energy-charts.de/price_avg_de.htm?year=all&price=nominal&period=annual.
- [21] Energy-Charts, „Tägliche Börsenstrompreise in Deutschland in 2018,“ [Online]. Available: https://energy-charts.de/price_avg_de.htm?year=2018&price=nominal&period=daily.
- [22] Energy-Charts, „Tägliche Börsenstrompreise in Deutschland in 2019,“ [Online]. Available: https://energy-charts.de/price_avg_de.htm?year=2019&price=nominal&period=daily.
- [23] D. Jones, „The cash cow has stopped giving - Are Germany's lignite plants now worthless?,“ Sandbag - Smarter Climate Policy, 2019.
- [24] Finanzen.net, „CO2 European Emission Allowances,“ [Online]. Available: <https://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte/chart>.
- [25] Finanzen.net, „Kohlepreis,“ [Online]. Available: <https://www.finanzen.net/rohstoffe/kohlepreis/chart>.
- [26] Energy-Charts, „Monatliche Stromerzeugung in Deutschland in 2019,“ [Online]. Available: https://energy-charts.de/energy_de.htm?source=all-sources&period=monthly&year=2019.