

# Trendstudie Strom 2022 Belastungstest für die Energiewende

Endbericht, März 2013

[www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de)

Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100  
Fax: +49 (0)221 277 29-400  
[www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de)

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist ein An-Institut der Universität und wird durch einen Förderverein getragen. Das Institut wird derzeit geleitet von zwei Professoren der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät der Universität zu Köln sowie zwei habilitierten Privatdozenten. Aufgrund eines Rahmenvertrags für die Jahre 2009 bis 2013 zwischen der Universität zu Köln, des Fördervereins, dem Land NRW sowie E.ON und RWE erhält das EWI materielle und finanzielle Zuwendungen von allen fünf Vertragspartnern. Zusätzliche Einnahmen werden aus Drittmitteln erzielt. Die Verantwortung für die Verausgabung der Mittel obliegt der Institutsleitung.

## AUTOREN



Joachim Bertsch  
Prof. Dr. Marc Bettzüge  
PD Dr. Christian Growitsch  
Harald Hecking  
Stefan Lorenczik



Volker Liebenau  
Prof. Dr. Christian Rehtanz  
Johannes Schwippe  
André Seack

## STUDIE

„Trendstudie Strom 2022 – Belastungstest für die Energiewende“

## IN AUFTRAG GEGEBEN VON:

- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

## INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung .....	1
2	Hintergrund der Studie .....	14
3	Methodische Grundlagen .....	16
3.1	Beschreibung des verwendeten Kraftwerkseinsatzmodells.....	16
3.1.1	Eingangs- und Ergebnisgrößen .....	17
3.1.2	Technologien .....	19
3.1.3	Regionale Abdeckung .....	20
3.1.4	Zeitliche Auflösung .....	21
3.2	Beschreibung des verwendeten Netzmodells.....	23
4	Politisches Zielszenario .....	26
4.1	Annahmen .....	26
4.1.1	Nettostromnachfrage .....	26
4.1.2	Konventioneller Kraftwerkspark .....	27
4.1.3	Erneuerbare Energien .....	28
4.1.4	Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise .....	30
4.1.5	Übertragungsnetz und Interkonnektor-Kapazitäten.....	30
4.1.6	Gestaltung der Extremsituationen .....	31
4.1.7	Wärmenachfrage .....	31
4.1.8	Regelenergiebedarf .....	32
4.1.9	Demand Side Management .....	32
4.1.10	Photovoltaik-Speicher .....	33
4.1.11	Berechnung der Systemkosten .....	33
4.2	Ergebnisse.....	34
4.2.1	Erzeugungsmix .....	34
4.2.2	Umweltverträglichkeit.....	36
4.2.3	Versorgungssicherheit .....	37
4.2.4	Wirtschaftlichkeit.....	38
5	Risikofaktoren.....	41
5.1	Risikofaktor Stromnachfrage .....	41
5.1.1	Erzeugungsmix .....	42
5.1.2	Umweltverträglichkeit.....	43
5.1.3	Wirtschaftlichkeit.....	45
5.1.4	Versorgungssicherheit .....	46
5.2	Risikofaktor Kraftwerksparkentwicklung.....	46
5.2.1	Erzeugungsmix .....	48
5.2.2	Umweltverträglichkeit.....	49
5.2.3	Versorgungssicherheit .....	50
5.2.4	Wirtschaftlichkeit.....	52
5.3	Risikofaktor Erneuerbare Energien .....	52

5.3.1	Photovoltaik.....	52
5.3.2	Onshore-Wind .....	58
5.3.3	Offshore-Wind .....	64
5.4	Risikofaktor Brennstoffpreisentwicklung.....	69
5.4.1	Erzeugungsmix .....	71
5.4.2	Umweltverträglichkeit.....	72
5.4.3	Wirtschaftlichkeit.....	74
5.5	Risikofaktor Netzausbau .....	75
5.5.1	Versorgungssicherheit .....	75
5.5.2	Erzeugungsmix .....	77
5.5.3	Umweltverträglichkeit.....	77
5.5.4	Wirtschaftlichkeit.....	78
5.6	Wesentliche Effekte der Risikofaktoren .....	79
5.6.1	Versorgungssicherheit .....	79
5.6.2	Umweltverträglichkeit.....	80
5.6.3	Wirtschaftlichkeit.....	81
6	<b>Das System ist relevant! .....</b>	<b>83</b>
6.1	Viele Wege führen zum Ziel .....	83
6.1.1	Erneuerbare im Vergleich .....	83
6.1.2	Auf Umwegen zum Ziel.....	87
6.1.3	Das Netz – der Spielverderber .....	87
6.2	Deutschland – eine Insel?.....	90
6.2.1	Deutsche Maßnahmen wirken europäisch.....	90
6.2.2	Institutionelle Grenzen und die physische Realität .....	91
6.3	Brennstoffpreise – die große Unbekannte?.....	95
6.3.1	Einsatzreihenfolge und CO <sub>2</sub> -Bilanz .....	95
6.3.2	Gaspreis und CO <sub>2</sub> -Preis.....	99
7	<b>Fazit .....</b>	<b>103</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>III</b>
	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>V</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>VI</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>VIII</b>
	<b>Anhang: Annahmen im Zielszenario .....</b>	<b>IX</b>

## 1 ZUSAMMENFASSUNG

Der Wandel von einer vornehmlich auf fossilen Energieträgern sowie Kernenergie zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung, flankiert durch eine Erhöhung der Energieeffizienz, wird unter dem Begriff „Energiewende“ subsumiert. Darunter fallen die Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgas-Emissionen in Deutschland bis 2020 um 40 % gegenüber 1990, die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 %, die Senkung des Nettostromverbrauchs um 10 % gegenüber 2008, sowie der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022. Die Energiewende soll unter Berücksichtigung der Zielkategorien Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit umgesetzt werden.

### Vorgehensweise des Belastungstests

Diese Studie liefert erstmals einen umfassenden Belastungstest der Energiewende für den Zeitraum bis 2022. Zentrale Risikofaktoren der Energiewende werden hinsichtlich ihres Einflusses auf die energiepolitischen Zielkategorien untersucht. Dies beinhaltet den Ausbau der Übertragungsnetze, die Steigerung der Energieeffizienz (im Sinne einer Reduktion der Stromnachfrage), die unvollständige oder verspätete Errichtung neuer Kraftwerke (insbesondere im Süden Deutschlands), das Verfehlen der Ausbauziele erneuerbarer Energien sowie die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung. Die Risikofaktoren werden innerhalb von Bandbreiten möglicher Entwicklungen variiert, wodurch die Konsequenzen unterschiedlicher Zielverletzungen aufgezeigt werden. Die Untersuchung fußt dabei auf einer quantitativen, modellgestützten multi-szenarien Analyse des Elektrizitätssystems unter Berücksichtigung der Lastflüsse im Übertragungsnetz. Die Analyse beinhaltet die Simulation von Extremsituationen, in denen das Stromversorgungssystem besonderen Belastungen ausgesetzt ist.

### Vorbemerkung zu den Ergebnissen

Bei den vorliegenden Ergebnissen handelt es sich um simulierte Szenarien, nicht um Prognosen. Szenarien betrachten verschiedene mögliche Entwicklungen und die Ergebnisse sind stets vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen zu betrachten. Beim Vergleich von Szenarien liegen immer die gleichen Annahmen zugrunde, wodurch die Effekte einzelner Einflussfaktoren isoliert werden können. Die erklärten Effekte sind daher nicht unmittelbar

durch die getroffenen Annahmen beeinflusst, allerdings können die Annahmen zur Variation in der Höhe des Effekts führen.

Fokus dieser Studie ist es, die Entwicklung des Stromsystems von 2012 bis 2022 mittels der vielfältigen Variation von Einflussfaktoren einem Belastungstest zu unterziehen und relevante Einflussfaktoren zu identifizieren. Effekte dieser Einflussfaktoren werden aufgezeigt. Diese Studie stellte eine positive, keine normative Analyse dar. Das „politische Zielszenario“ dient als Referenzfall für die Analyse der Einflussfaktoren, um die Vergleichbarkeit der einzelnen Szenarien zu gewährleisten

Die ausgewiesenen Kosten innerhalb der Ergebnisse sind als laufende Kosten des Stromsystems zu interpretieren. Ein direkter Rückschluss auf Preise und Vergütungen ist nicht möglich.

### Realisierung des politischen Zielszenarios

Im politischen Zielszenario steigt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 48 % in 2020 und 54 % in 2022. Nach einem kurzfristigen Anstieg von Erzeugung aus Braun- und Steinkohle kommt es langfristig durch die Nachfragereduktion und den Ausbau erneuerbarer Energien zu einem Rückgang der Kohleverstromung. Deutschland ist im Betrachtungszeitraum mit Überschüssen von über 70 TWh in 2018 und selbst nach dem kompletten Ausstieg aus der Kernenergie noch mit über 50 TWh Netto-Exporteur (Abbildung 1).

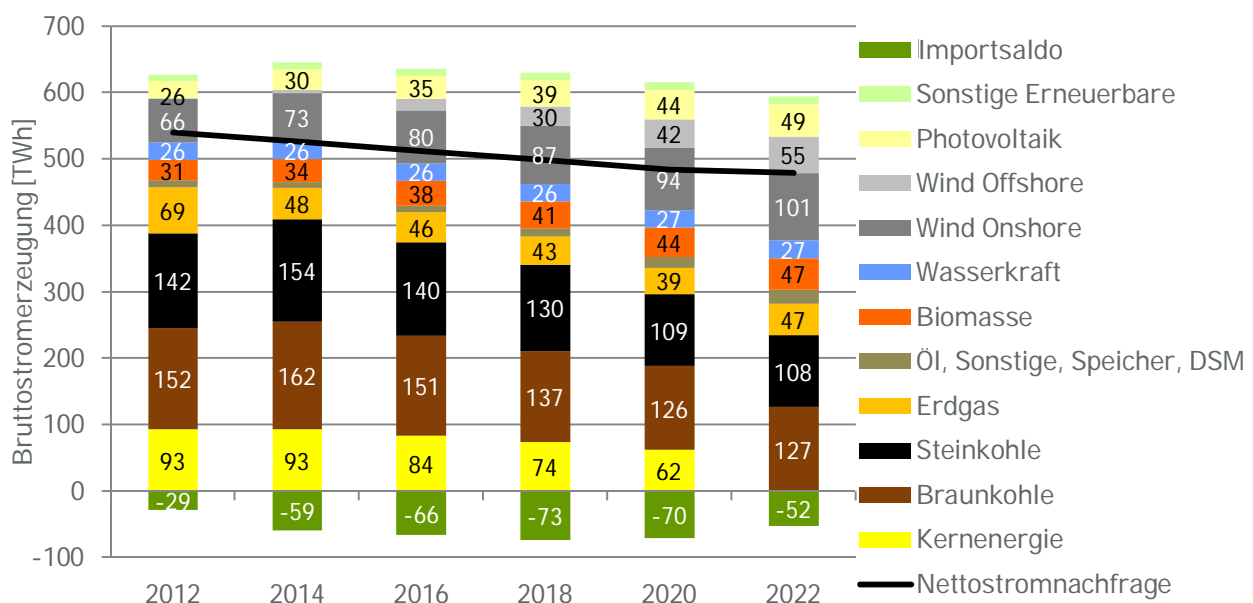


ABBILDUNG 1: BRUTTOSTROMERZEUGUNG IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.



Die CO<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Stromsektor sinken auf ungefähr 221 Mio. t in 2020. Dies entspricht einer Reduktion von 38 % gegenüber 1990. Wegen der teilweisen Kompensation des Kernenergieausstiegs durch fossile Erzeugung sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2020 bis 2022 nicht weiter (Abbildung 2).

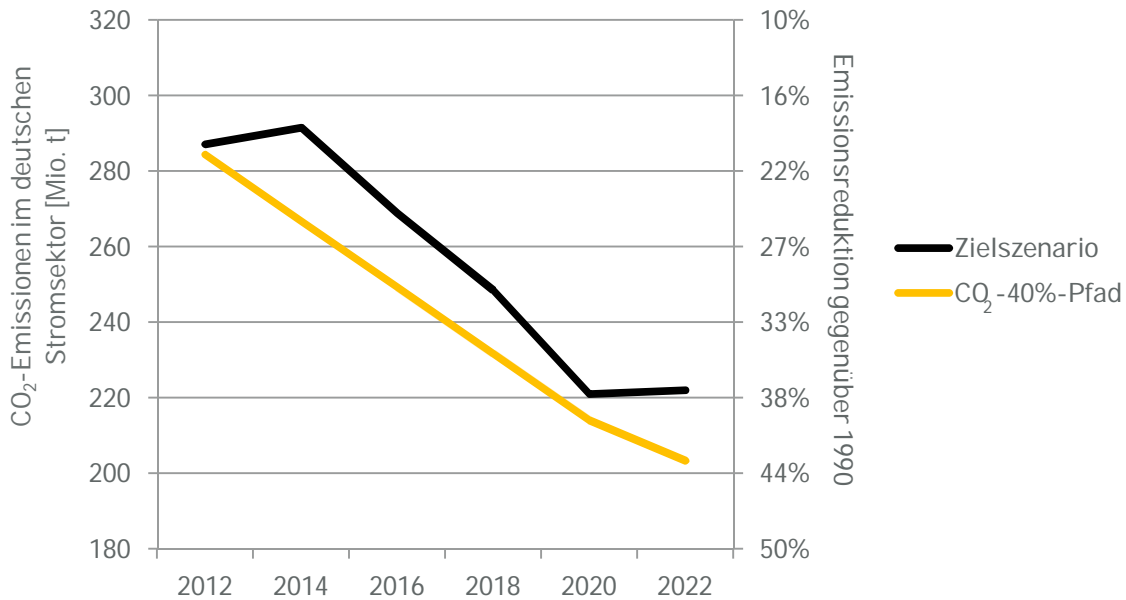


ABBILDUNG 2: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Die jährlichen Kosten des Stromsystems steigen von 47,7 Mrd. € (mit Kapitalkosten der Kernkraftwerke 50,6 Mrd. €) in 2012 auf 62,4 Mrd. € in 2022 (Abbildung 3). Dies beruht zu einem Großteil auf dem Kostenanstieg, der durch den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht. Die Kosten pro Kilowattstunde Strom steigen um rund 4 ct/kWh (4,2 ohne bzw. 3,7 ct/kWh mit Kernkraftwerkskapitalkosten) da durch die Nachfragereduktion die gestiegenen Kosten (vor allem nachfrageunabhängige Fixkosten) auf weniger Kilowattstunden verteilt werden.

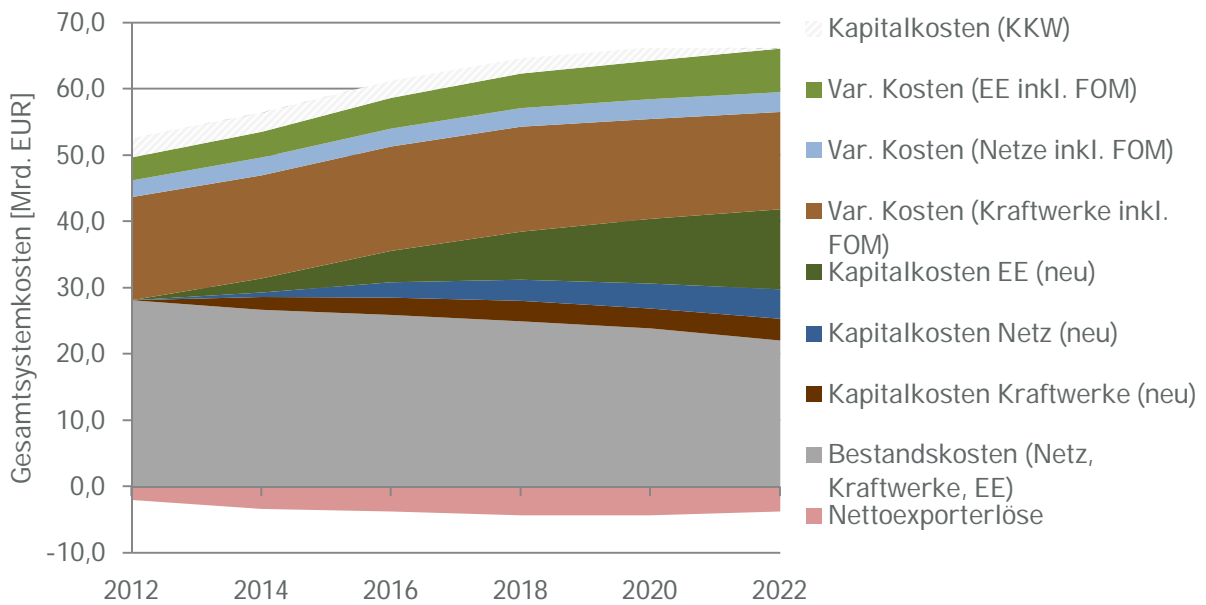


ABBILDUNG 3: GESAMTSYSTEMKOSTEN IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Durch den Ausbau von konventionellen Kapazitäten und die Realisierung der Netzentwicklungsplanmaßnahmen ist die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet. Erhöhter Blindleistungsbedarf ergibt sich in Situationen mit hoher Nachfrage und hoher Windeinspeisung vor allem im Ruhrgebiet.

### Risikofaktor Nachfrage

Das Effizienzziel der Stromnachfrage ist ein maßgeblicher Hebel für die künftige CO<sub>2</sub>-Reduktion. Verbleibt die Stromnachfrage konstant und wird das 10 %-Ziel verfehlt, führt dies in 2022 zu Mehremissionen von 24 Mio. t an CO<sub>2</sub> (Abbildung 4) im deutschen Stromsektor. Allgemein gilt, dass im Stromsystem des Jahres 2022 jede vermiedene TWh an Stromverbrauch die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland um 0,3-0,4 Mio. t reduziert.

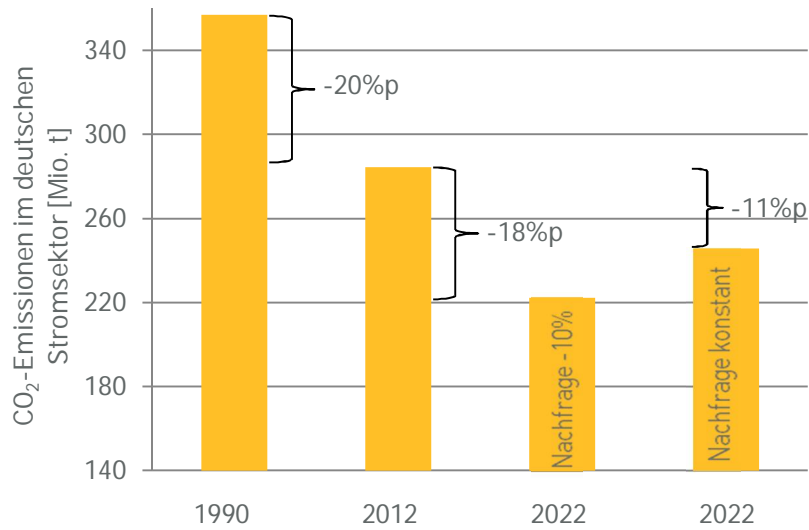


ABBILDUNG 4: ENTWICKLUNG CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR

Quelle: EWI.

Bleibt die Stromnachfrage konstant, betragen die jährlichen Gesamtkosten in 2022 rund 65,2 Mrd. Euro, was etwa 2,8 Mrd. Euro höher als im Zielszenario ist. Bezogen auf eine Kilowattstunde sind die Stromkosten bei konstanter Nachfrage dagegen um etwa 0,9 ct/kWh niedriger als im Zielszenario (Abbildung 5).

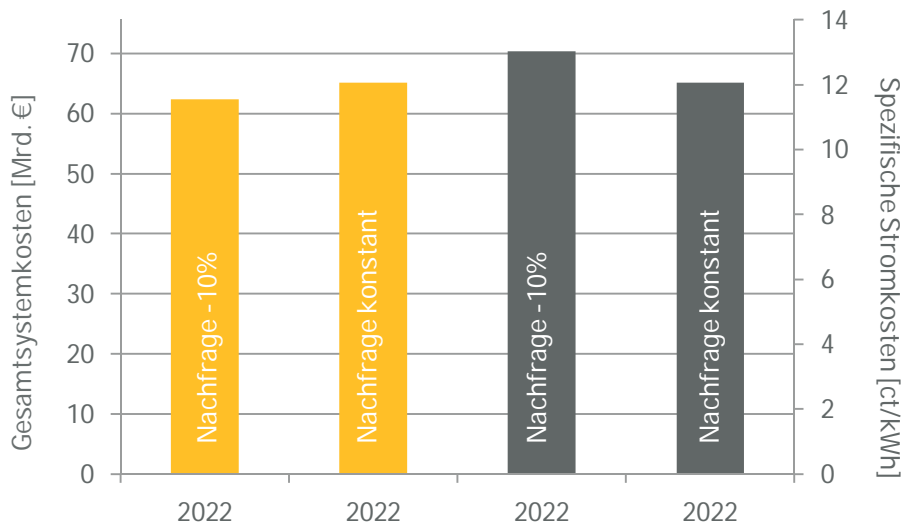


ABBILDUNG 5: GESAMTE UND SPEZIFISCHE SYSTEMKOSTEN BEI ZIELSZENARIO UND KONSTANTER NACHFRAGE

Quelle: EWI.

Eine konstante Nachfrage beeinträchtigt die Versorgungssicherheit nicht. Weder bei konstanter Nachfrageentwicklung noch bei einem Nachfragewachstum von 1,0 % pro Jahr zeigen sich signifikante Mengen an abgeschalteter EE-Erzeugung oder mögliche Versorgungslücken.

## Risikofaktor Kraftwerkspark

Würden keine neuen Kapazitäten zugebaut, käme es ab 2022 zu einer Unterdeckung der nationalen Spitzenlast (2010) mit deutschen Kapazitäten (Abbildung 6). Werden zusätzlich bestehende Kraftwerke nicht ersetzt bzw. ältere Kraftwerke zurückgebaut, steigt das Risiko einer Unterdeckung weiter. In durchschnittlichen Situationen mit normaler Last kommt es durch die Erneuerbaren-Einspeisung und Importmöglichkeiten nicht zu kritischen Situationen. Steigt jedoch die Last und fallen in Schwachwindphasen Erneuerbare und eine mögliche Versorgung aus dem Ausland weg, kann es zur Unterdeckung und damit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen.

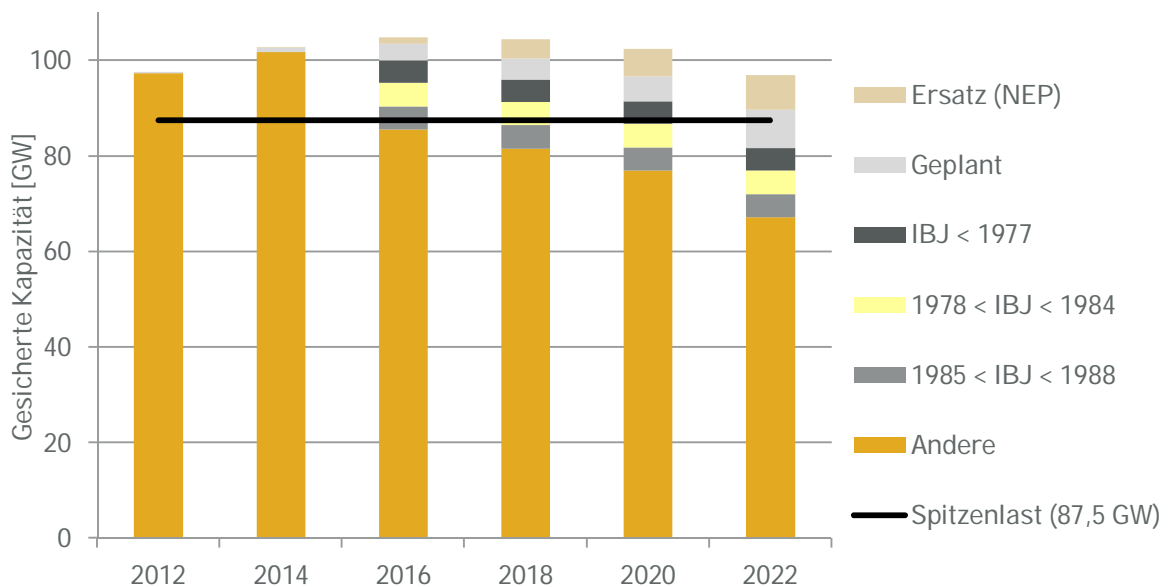


ABBILDUNG 6: ENTWICKLUNG GESICHERTE KAPAZITÄT

Quelle: EWI.

Eine regional ungünstige Kapazitätsverteilung hat bei Realisierung der NEP-Maßnahmen keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

## Risikofaktor Erneuerbare Energien

Durch den weiteren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik sinken die jährlichen deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zielszenario bis 2022 um insgesamt etwa 47 Mio. t CO<sub>2</sub> (Abbildung 7).

Die Photovoltaik trägt zu nur etwa 18 % dieser vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei, verursacht aber etwa 42 % der notwendigen Investitionskosten (Abbildung 7).

Die resultierenden Kosten für die CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland sind bei Photovoltaik mit ~404 €/t etwa dreimal höher als jene von Offshore-Wind und ungefähr achtmal höher als die von Onshore-Wind.

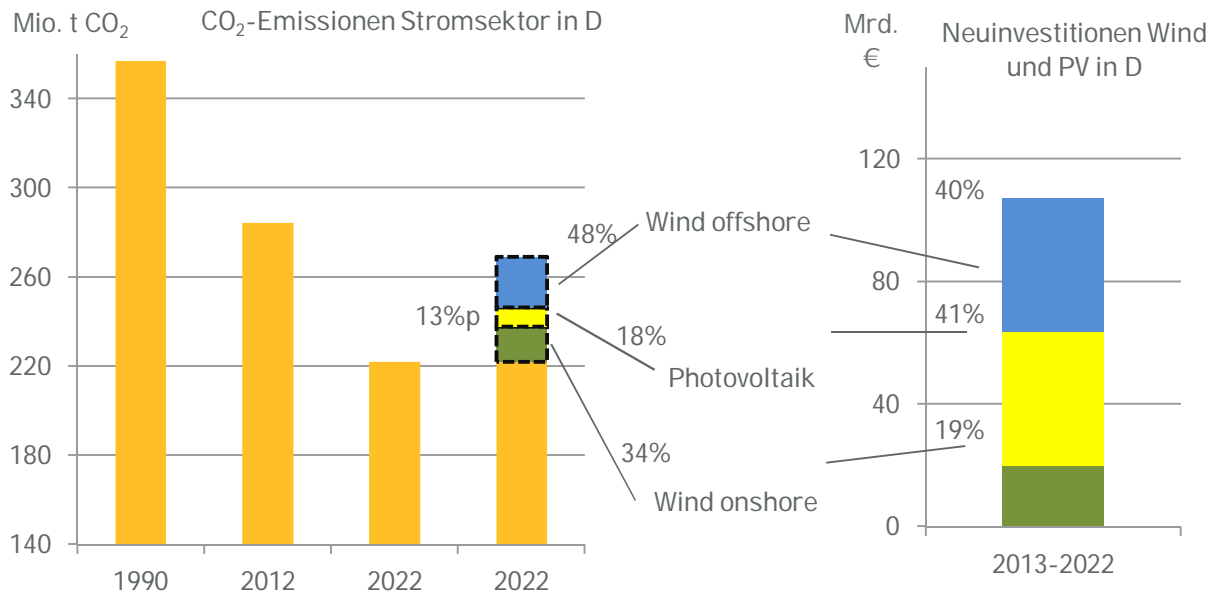


ABBILDUNG 7: BEITRAG ZUR CO<sub>2</sub>-REDUKTION IN 2022 UND INVESTITIONSKOSTEN BIS 2022

Quelle: EWI.

Ohne den Ausbau erneuerbarer Energien würden unter den Annahmen des Zielszenarios die Gesamtsystemkosten in 2022 auf 54,4 Mrd. € steigen (Abbildung 8).

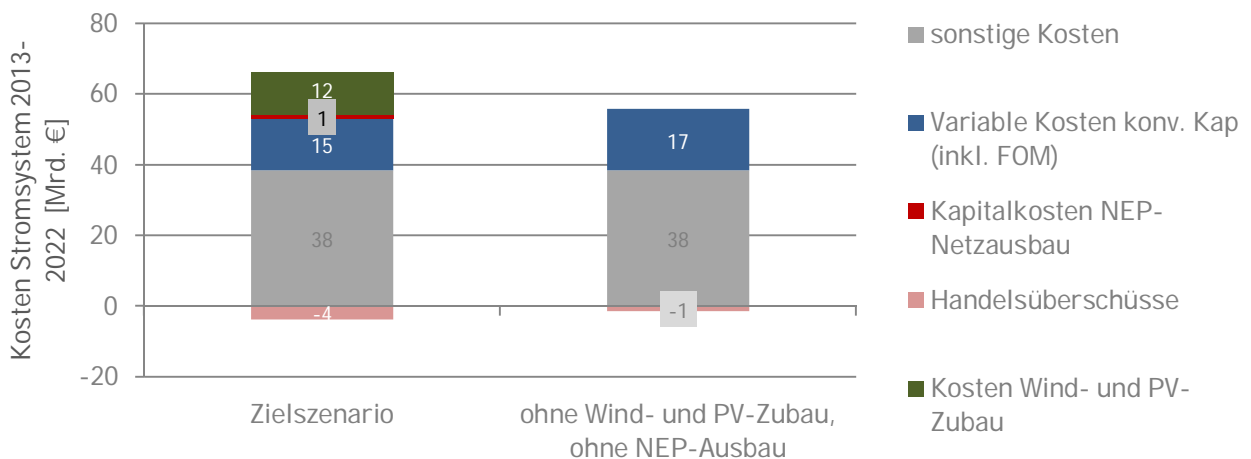


ABBILDUNG 8: GESAMTSYSTEMKOSTEN UND 2022 MIT UND OHNE EE-AUSBAU

Quelle: EWI.

Die Gesamtkosten des Stromsystems für den Zeitraum 2013 bis 2022 belaufen sich auf 556 Mrd. €. Werden gegenüber heute keine weiteren Kapazitäten an Windenergie und PV zugebaut, belaufen sich die Gesamtkosten auf 511 Mrd. Euro. Ohne diesen Zubau wären die sonstigen Kosten, d.h. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten um etwa 13 Mrd. Euro höher. Gleichzeitig würden Kosten von etwa 58 Mrd. € des zusätzlichen Zubaus von EE vermieden werden (Abbildung 9).<sup>1</sup>

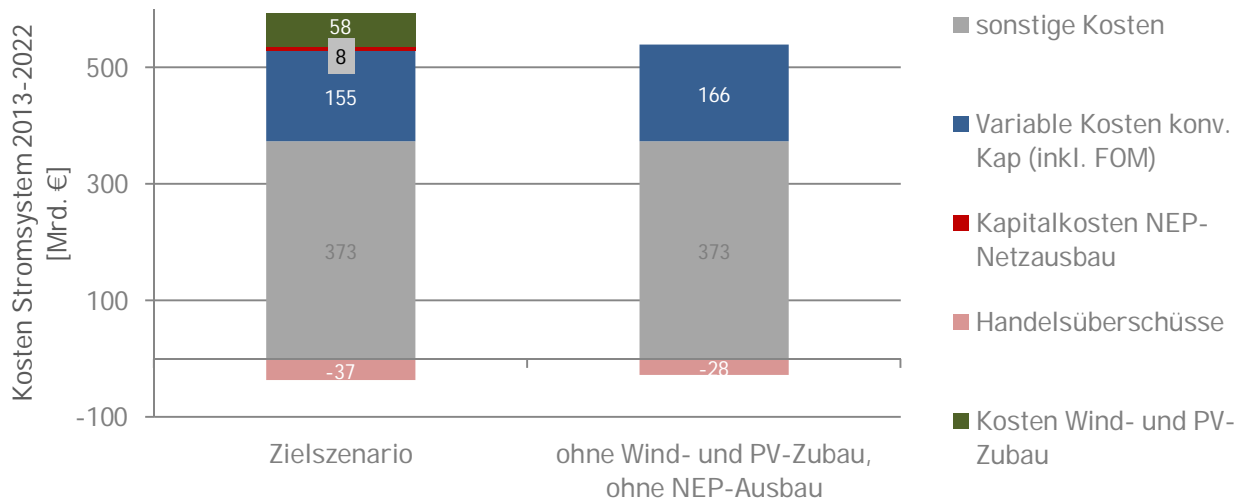


ABBILDUNG 9: KUMULIERTE GESAMTSYSTEMKOSTEN VON 2013-2022 MIT UND OHNE EE-AUSBAU

Quelle: EWI.

Die Kosten der CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland durch Windenergie steigen im Falle eines höheren Ausbaus als im Zielszenario, da diese Erzeugung teilweise nicht zu den Verbrauchszentren übertragen werden kann. Für Photovoltaik bleiben sie dagegen ohne Berücksichtigung der Verteilnetze relativ konstant. Onshore-Wind wäre aufgrund niedrigerer Investitionskosten und höheren Volllaststunden aber auch bei großen Kapazitätserweiterungen die günstigere Alternative gegenüber Photovoltaik (Abbildung 10).

Ab einem Zubau von ca. 4 GW p.a. an Onshore-Windkapazität kann die Erzeugung nicht mehr vollständig in das Stromsystem integriert werden. Die Systemkosten steigen aufgrund der Kapazitätserweiterung, können aber nicht mehr vollständig zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung beitragen: Windenergie wird bei zunehmendem Kapazitätsausbau entweder marktbedingt oder netzbedingt abgeschaltet. Dieser Effekt zeigt sich für die Photovoltaik nicht, da Last und Erzeugung sich zeitlich besser ergänzen. Allerdings werden in dieser Studie mögliche Engpässe im Verteilnetz nicht berücksichtigt.

<sup>1</sup> In der Abbildung sind die Kapitalkosten von KKW nicht enthalten. Würde man die Kapitalkosten der KKW mit aufnehmen, würden sich die Kosten beider Szenarien um den gleichen Betrag (jeweils 25,4 Mrd.) erhöhen. Die Mehrkosten von 45 Mrd. € blieben davon also unberührt.

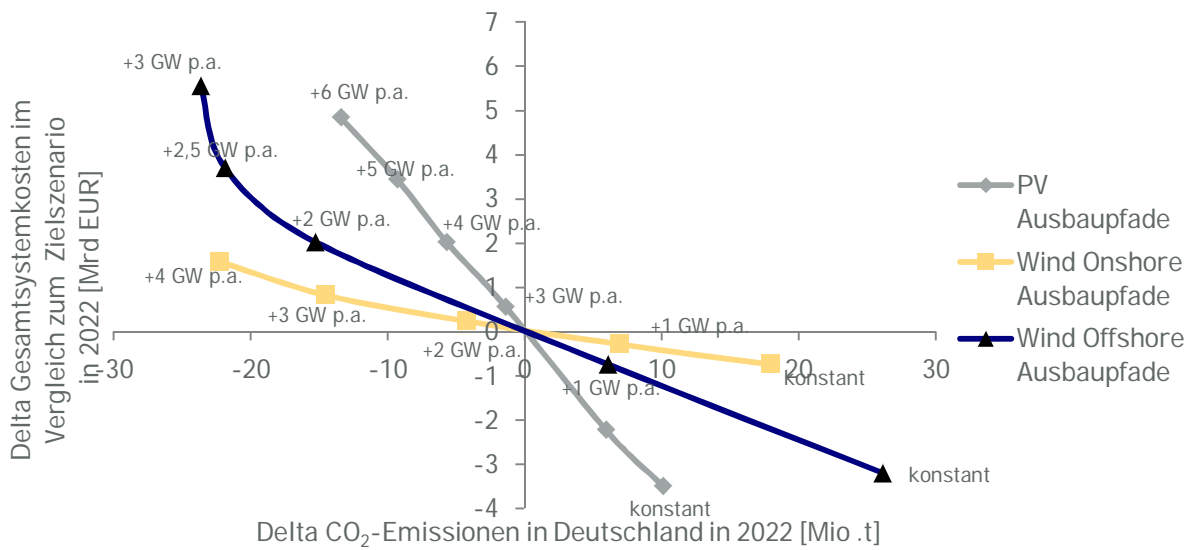


ABBILDUNG 10: DELTA GESAMTSYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IN 2022 IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Mehr als ein Drittel der zusätzlichen EE-Erzeugung erhöht ausschließlich den deutschen Exportüberschuss. Im Netzentwicklungsplan steigt bis 2022 die anvisierte Stromerzeugung aus Onshore-Wind gegenüber 2012 um 35 TWh, aus Offshore-Wind um 54 TWh und aus Photovoltaik um 23 TWh (Abbildung 11). Lediglich zwei Drittel dieser Strommenge verdrängen allerdings konventionelle Erzeugung im Inland, vermeiden also deutsche CO<sub>2</sub>-Emissionen. Etwa ein Drittel des zusätzlich erzeugten Erneuerbaren-Stroms verdrängt ausländische konventionelle Produktion und verbessert damit die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Auslands.

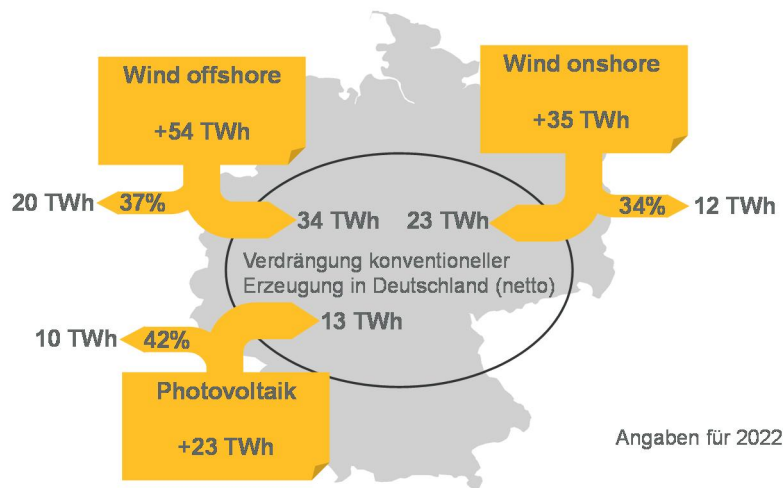


ABBILDUNG 11: WIRKUNGEN DES ERNEUERBAREN-ZUBAUS AUF DEN HANDELSBALDO

Quelle: EWI.

## Risikofaktor Gas- und CO<sub>2</sub>-Preis

Der relative Preis für unterschiedliche konventionelle Primärenergieträger ist ein bedeutender Treiber der Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung. Ein Erdgaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> würde einen Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas bewirken (bei einem Steinkohlepreis von rund 10 €/MWh<sub>th</sub> und einem CO<sub>2</sub>-Preis von 24,5 €/t). Moderne Erdgaskraftwerke verdrängen dann ältere, weniger effiziente Steinkohlekraftwerke (Abbildung 12). Dies gilt auch für Gaskraftwerke in den Niederlanden, die zum Teil günstiger als bestimmte Steinkohlekraftwerke in Deutschland produzieren könnten.

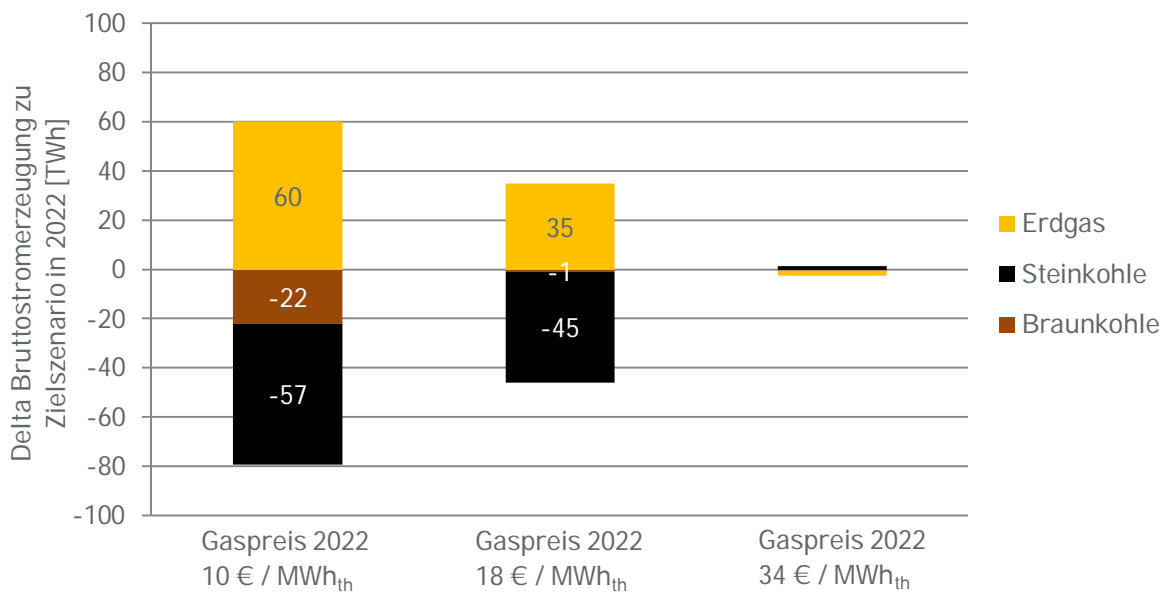


ABBILDUNG 12: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN DEUTSCHER KRAFTWERKE IN 2022 BEI UNTERSCHIEDLICHEN GASPREISEN IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Ein CO<sub>2</sub>-Preis von 40 €/t in 2022 verursacht ebenfalls einen Switch von Kohle zu Erdgas in der Stromerzeugung (bei einem angenommenen Gaspreis von 26 €/MWh<sub>th</sub> sowie einem Steinkohlepreis von knapp 10 €/MWh<sub>th</sub>) (Abbildung 13). Ist der Gaspreis hoch, ist ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis für einen Fuel-Switch notwendig. Eine große Preisdifferenz zwischen beiden Energieträgern verteuert demnach die CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch Erdgasverstromung.



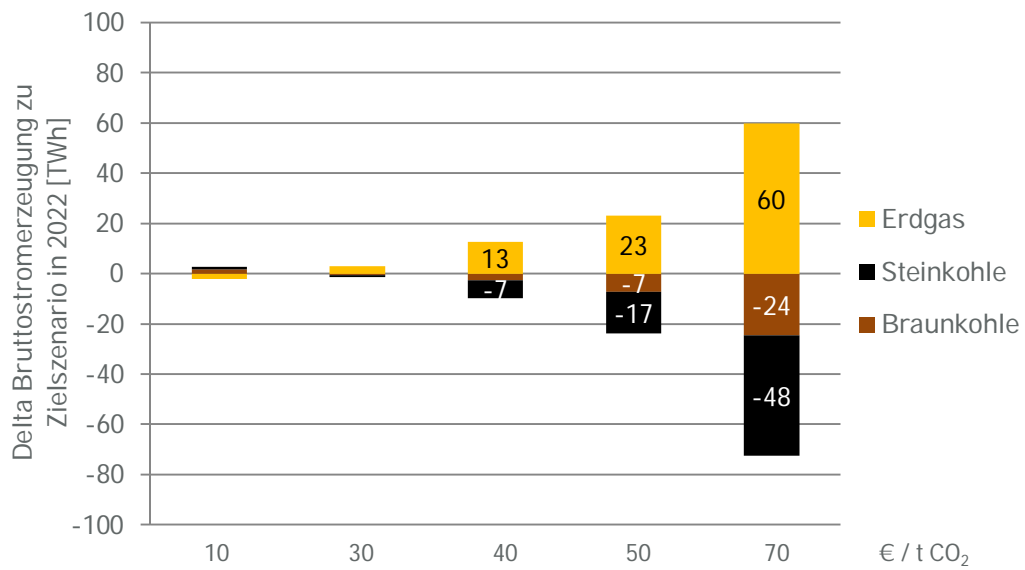


ABBILDUNG 13: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN IN 2022 BEI UNTERSCHIEDLICHEN CO<sub>2</sub>-PREISEN IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Ein Gaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> in 2022 würde eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 44 % gegenüber 1990 und damit eine Steigerung der CO<sub>2</sub>-Reduktion um 6 Prozentpunkte bewirken. Der mit dem geringeren Gaspreis einhergehende Fuel-Switch würde in 2022 zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von 21 Mio. t gegenüber dem Zielszenario führen. Würde dagegen ein höherer Gaspreis als im Zielszenario angenommen (34 €/MWh<sub>th</sub> in 2022 statt 36 €/MWh<sub>th</sub>) fände kein Fuel-Switch statt, so dass letztlich auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen unverändert blieben (Abbildung 14).

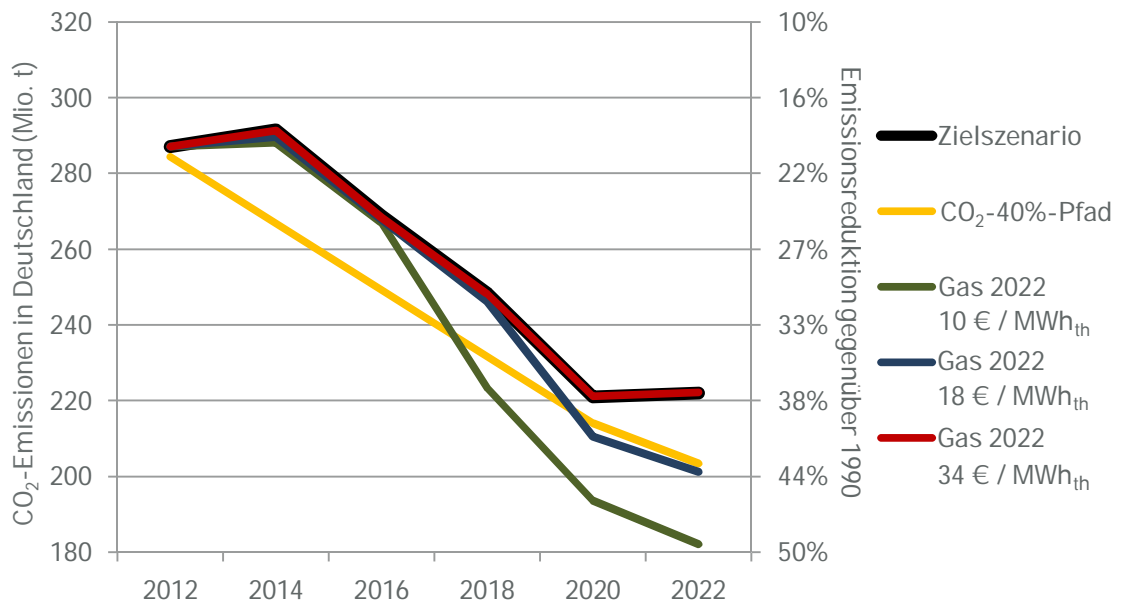


ABBILDUNG 14: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION DES GASPRESSES

Quelle: EWI.

Es zeigt sich: Eine CO<sub>2</sub>-Preisvariation hätte einen direkten Systemkosteneffekt. Ein Preisunterschied von 10 €/t CO<sub>2</sub> verändert in 2022 die jährlichen Gesamtsystemkosten um 1,8-2 Mrd. €. Ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis steigert die variablen Kosten der fossilen Kraftwerke, die in 2022 noch zu fast 50 % der deutschen Bruttostromerzeugung beitragen. Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bedeuten allerdings als Einnahmen des ETS eine Umverteilung von Mitteln. Daher entstehen durch höhere Emissionspreise nur eingeschränkt tatsächliche volkswirtschaftliche Zusatzkosten.

## Risikofaktor Netzausbau

Mit der Realisierung aller NEP-Maßnahmen würde Erneuerbaren-Abschaltung im Untersuchungszeitraum nahezu vollständig vermieden. Ohne NEP-Maßnahmen käme es im Startnetz ab 2016 zu systematischen EE-Abschaltungen. Diese nähmen im Zeitverlauf mit fortschreitendem EE-Ausbau zu und würden in 2022 fast 8 TWh betragen (Abbildung 15). Kompensation erfolgt durch konventionelle Erzeugung, wodurch der Erneuerbaren-Anteil 52 % in 2022 und 46 % in 2020 beträgt.

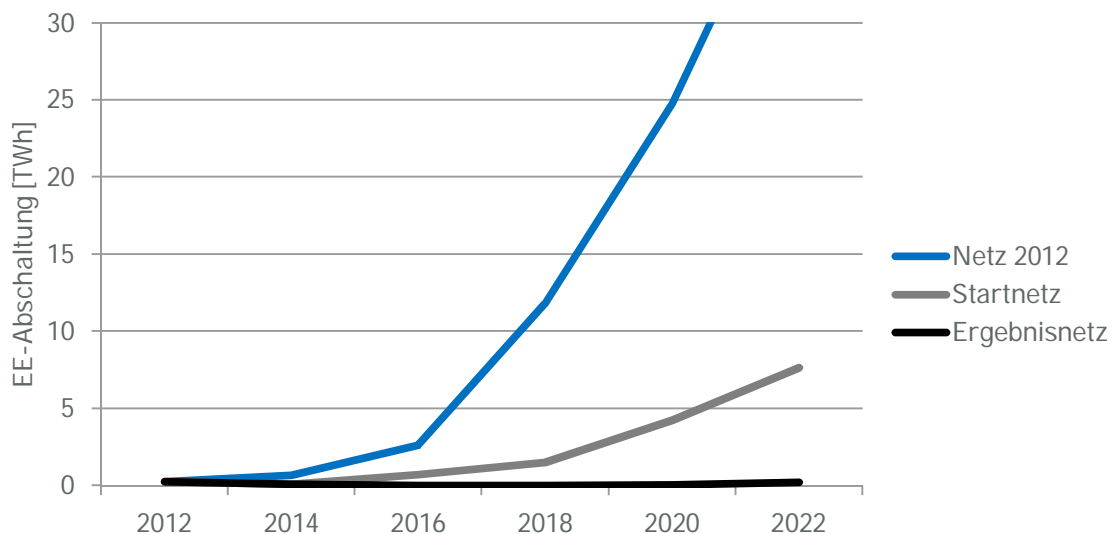


ABBILDUNG 15: ENTWICKLUNG EE-ABSCHALTUNG BEI NETZAUSBAU-VARIATION

Quelle: EWI.

Ab dem Jahr 2018 kommt es in den untersuchten Extremsituationen im Startnetz zu vermehrter möglicher Unterdeckung der Stromnachfrage. In 2022 würde dies im Startnetz in den Extremsituationen ca. 1 % der Last betreffen. Innerdeutsche Redispatch-Maßnahmen reichen dabei nicht mehr aus, um die Lastdeckung zu gewährleisten. Mögliche Lösungsmöglichkeiten sind Lastabwurf, eine überlastete Fahrweise des Netzes oder der Eingriff in den europäischen Handel. Ohne Ausbau der HGÜ-Leitungen im Ergebnisnetz ist die Situation ebenfalls angespannt.

Bis zur unterstellten Realisierung von NEP-Ausbaumaßnahmen im Jahr 2016 kommt es in Extremsituationen mit Starkwind zu kritischen Situationen und zu einer Gefährdung der Lastdeckung. Diese treten insbesondere in den frühen Morgenstunden mit relativ niedriger Last auf. Auch hier können innerdeutsche Redispatch-Maßnahmen die Unterdeckung nicht beheben, und es müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden.

Ohne Realisierung der NEP-Maßnahmen ist die CO<sub>2</sub>-Reduktion durch erneuerbare Energien direkt betroffen. Das Verhältnis von Kosten und CO<sub>2</sub>-Reduktion ist im Startnetz bei höheren Ausbaupfaden ungünstiger, d.h. es kostet nun mehr, die gleiche CO<sub>2</sub>-Reduktion zu erreichen. Ein Ausbaupfad von 4 GW p.a. würde mit dem Startnetz nur noch eine Reduktion von ungefähr ~14 Mio. t CO<sub>2</sub> im Vergleich zu ~22 Mio. t mit den NEP-Ausbauten bedeuten (Abbildung 16).

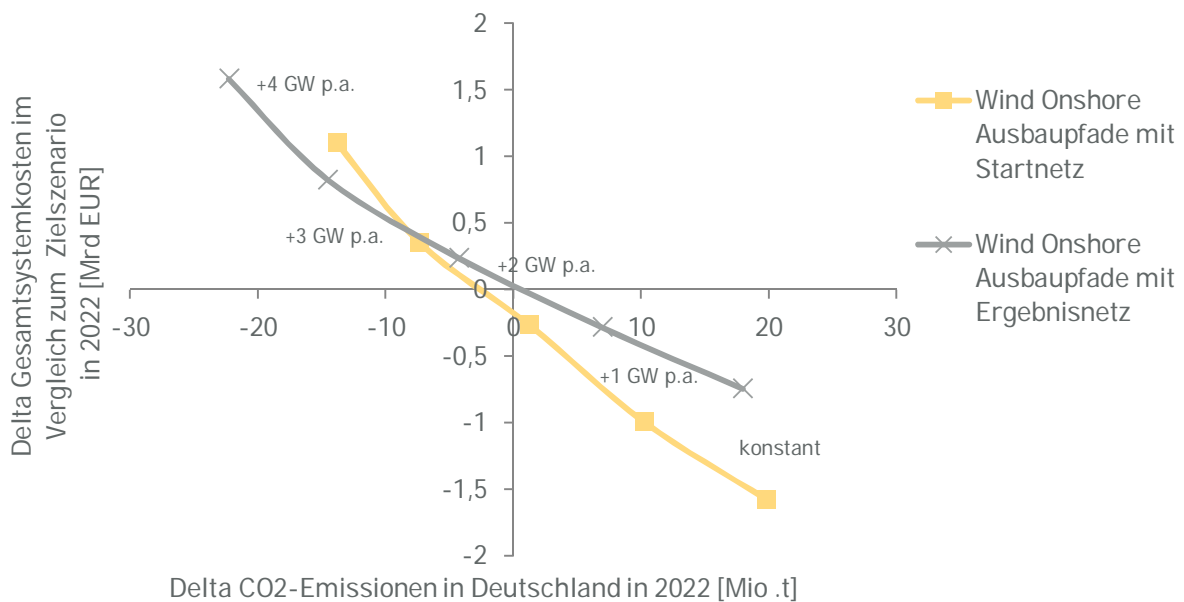


ABBILDUNG 16: DELTA GESAMTSYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN ONSHORE-AUSBAUPFADE IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO 2022

Quelle: EWI.

Aufgrund der geplanten drastischen Veränderungen im Stromversorgungssystem würde es unter dem aktuellen institutionellen Rahmen zu Ineffizienzen kommen. Momentan wird angenommen, dass innerhalb der (nationalen) Marktregion keine Engpässe auftreten. Dies kann in Extremsituationen dazu führen, dass grenzüberschreitender Handel zu Engpässen innerhalb der Marktregion führt und dadurch die Versorgungssicherheit gefährdet wird.

## 2 HINTERGRUND DER STUDIE

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 hat die Bundesregierung ein ehrgeiziges Vorhaben zum Umbau des deutschen Energiesystems vorgelegt. Das Konzept beschreibt Leitlinien der deutschen Energiepolitik bis 2050 und wurde im Juni 2011 – in Folge der Kernschmelze in Fukushima – durch das Energiepaket ergänzt. Die energiepolitischen Ziele bis 2020 umfassen dabei unter anderem eine Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgas-Emissionen in Deutschland um 40 % gegenüber 1990. Daneben soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % erhöht sowie der Nettostromverbrauch um 10 % gegenüber 2008 gesenkt werden. Zudem wurde ein schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 beschlossen. Der Wandel von einer vornehmlich auf fossilen Energieträgern sowie Kernenergie basierenden Energieversorgung zu erneuerbaren Energien und höherer Energieeffizienz wird unter dem Begriff „Energiewende“ subsumiert.

Diese Studie liefert erstmals einen umfassenden Belastungstest der Energiewende. Zentrale Risikofaktoren der Energiewende werden hinsichtlich ihres Einflusses auf die energiepolitischen Zielkategorien Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit geprüft. Dies beinhaltet den Ausbau der Übertragungsnetze, die Steigerung der Energieeffizienz (im Sinne einer Reduktion der Stromnachfrage), die unvollständige oder verspätete Errichtung neuer Kraftwerke (insbesondere im Süden Deutschlands), das Verfehlen der Ausbauziele erneuerbarer Energien sowie die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung. Diese Studie fokussiert auf die Entwicklung des Stromsektors in den kommenden zehn Jahren. Der Betrachtungszeitraum beginnt mit dem Jahr 2012, wodurch Aussagen über die Gesamtwirkungen der Energiewende nicht zulässig sind, da nur zukünftig beeinflussbare Entwicklungen berücksichtigt sind. Bei der Interpretation der Resultate ist nicht zu vernachlässigen, dass das Jahr 2022 nicht das Ende des Wandlungsprozesses darstellt, sondern eine Zwischenstation.

Die Analyse zeigt als Referenzfall im „Politischen Zielszenario“ die Entwicklung des Erzeugungs- und Stromübertragungssystems für den Fall auf, dass energiepolitische Ziele vollständig umgesetzt werden. Dieses politische Zielszenario dient als Referenz für die Analyse der verschiedenen Abweichungen und sollte in diesem Kontext verstanden werden. Anhand von Alternativszenarien werden die Folgen eines Abweichens von einzelnen Teilzielen oder Maßnahmen untersucht. Im Fokus steht dabei nicht die Analyse der Eintrittswahrscheinlichkeit verschiedener möglicher Entwicklungen, sondern vielmehr die Quantifizierung ihrer Folgen. Dazu werden in Zweijahresschritten die Stichjahre 2012 bis 2022 im Zeitverlauf betrachtet. Dies ermöglicht neben punktuellen Analysen eine Darstellung der dynamischen Effekte

fundamentaler Einflussfaktoren. Die Relevanz der verschiedenen Einflussgrößen und deren Interdependenzen werden dabei herausgearbeitet und die Konsequenzen eines Abweichens vom vorgesehenen Entwicklungspfad im Sinne eines Belastungstests der Energiewende dargestellt. Zusätzlich wird auf relevante systemische Zusammenhänge näher eingegangen.

Die Untersuchung fußt dabei auf einer quantitativen, modellgestützten Analyse des Elektrizitätssystems unter Berücksichtigung der Lastflüsse im Hochspannungsübertragungsnetz. Mit Hilfe von Fundamentalmodellen des europäischen Elektrizitätsmarktes sowie elektrotechnischen Modellen der nationalen und internationalen Übertragungsnetze werden quantitative Kenngrößen zur Zielerfüllung innerhalb der energiepolitischen Zielkategorien ermittelt. Die Zielkategorie Wirtschaftlichkeit ist anhand der Gesamtsystemkosten, d.h. aller Kosten des Elektrizitätsversorgungssystems messbar. Die Umweltverträglichkeit wird durch anfallende CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor quantifiziert. Das Niveau der Versorgungssicherheit lässt sich unter Berücksichtigung von Extremsituationen anhand von Netzbelastung und Unterdeckung von Nachfrage feststellen. Die Kennzahlen werden entsprechend des Studienfokus für Deutschland bestimmt.

## 3 METHODISCHE GRUNDLAGEN

Um den Belastungstest durchzuführen und die Folgen möglicher Abweichungen vom politischen Zielszenario zu quantifizieren, werden zwei Fundamentalmodelle verwendet. Ein am Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) entwickeltes Kraftwerkseinsatzmodell, das den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz berechnet ist dabei mit einem am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ef.Ruhr/ie<sup>3</sup>) der TU Dortmund entwickelten Modell des europäischen Übertragungsnetzes gekoppelt. Dadurch lassen sich der kostenminimale Kraftwerkseinsatz sowie mit Hilfe von Lastflussberechnungen mögliche durch Netzrestriktionen bedingte Abweichungen bestimmen.

### 3.1 Beschreibung des verwendeten Kraftwerkseinsatzmodells

Im Kraftwerkseinsatzmodell erfolgen die Berechnungen in einem mehrstufigen Prozess, um den deutschen Strommarkt möglichst exakt abzubilden: In Deutschland gibt es einen landesweit einheitlichen Strommarkt, dem im Falle von innerdeutschen Netzengpässen ein Redispatch, d.h. eine Anpassung von Kraftwerksfahrplänen aufgrund von Netzrestriktionen, nachgelagert wird. Abbildung 17 illustriert die Berechnungsschritte.

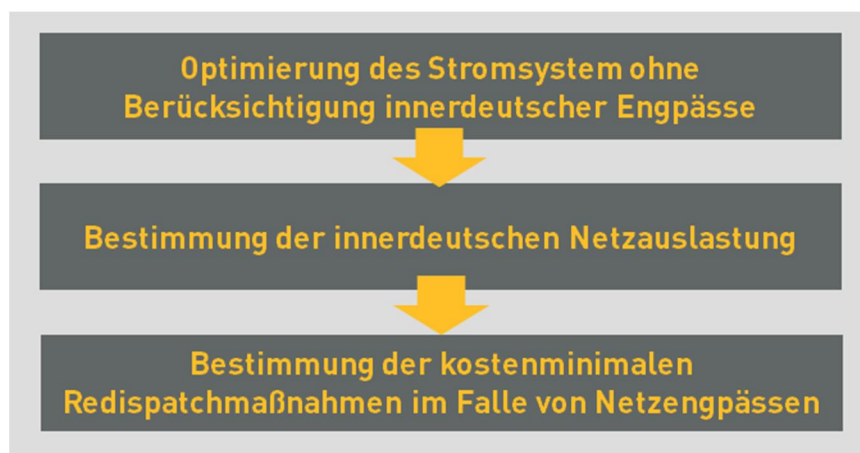


ABBILDUNG 17: ABFOLGE DER BERECHNUNGSSCHRITTE IM KRAFTWERKSEINSATZMODELL

Quelle: EWI.

Zunächst optimiert das Modell im Sinne einer kostenminimalen Lösung den Einsatz der konventionellen Kraftwerke, Speicher (Pumpspeicher, Speicherseen, Demand Side Management (DSM), dezentrale PV-Speicher) in Deutschland und den betrachteten Ländern zur Deckung der

Nachfrage. Grenzüberschreitende Handelsflüsse sind dabei durch die Implementierung von Interkonnektoren berücksichtigt. Innerdeutsche Übertragungsnetzrestriktionen werden in diesem Schritt noch nicht betrachtet.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen, die das Marktergebnis des heutigen europäischen Strommarktdesigns repräsentieren, erfolgt die Ermittlung der sich ergebenden innerdeutschen Netzauslastung. Sollte es auf Basis des Kraftwerkseinsatzes nach Marktergebnis zu Netzengpässen kommen, wird durch ein Abweichen von der vorgesehenen Einsatzplanung versucht, die innerdeutschen Netze zu entlasten. Dazu werden beispielsweise Kraftwerke, deren Einsatz aufgrund ihrer vergleichsweise hohen variablen Kosten zunächst nicht vorgesehen war, wegen ihrer vorteilhaften geographischen Lage zu Lasten günstigerer Kraftwerke in Betrieb genommen. Dieser Redispatch genannte Prozess wird derzeit unter der Maßgabe möglichst geringer Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) organisiert. Die entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte auf die Verbraucher übergewälzt.

### 3.1.1 Eingangs- und Ergebnisgrößen

Die Modellstruktur sowie eine Übersicht über Eingangs- und Ergebnisgrößen sind in Abbildung 18 veranschaulicht.



ABBILDUNG 18: STRUKTUR DES VERWENDETEN KRAFTWERKSEINSATZMODELLS

Quelle: EWI.

Die zu deckende Nachfrage ist als stündliche Last in allen berücksichtigten Regionen hinterlegt. Erneuerbare Energien erzeugen im Modell Strom auf Basis ihrer jeweiligen Verfügbarkeit. Beispielsweise hängt die Stromproduktion aus Wind und PV dabei von der Windgeschwindigkeit bzw. der jeweiligen Sonneneinstrahlung ab. Die nach Abzug der Erzeugung aus erneuerbaren Energien verbleibende Stromnachfrage (residuale Last) ist daraufhin von konventionellen Kraftwerken, Speichern oder auch über Im- und Exporte zu decken. Sollte die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigen (negative residuale Last) und das verbleibende Stromangebot nicht kosteneffizient durch Speicher verwendet oder ins Ausland exportiert werden können, besteht die Möglichkeit einer Abschaltung erneuerbarer Energien.

Der Einsatz von konventionellen Kraftwerken bestimmt sich durch die Kapazitäten, kraftwerksübergreifende Kostenbestandteile wie Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie die individuellen technischen als auch ökonomischen Parameter (Mindestlast, Anfahrzeiten und -kosten etc.). Aufgrund der besonderen Anforderungen an Kraftwerke mit Möglichkeit zur Wärmeerzeugung (Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, KWK), wird die Bedienung der jeweiligen Wärmenachfrage gesondert in der Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigt.

Der Austausch zwischen den betrachteten europäischen Ländern wird im Modell durch die Kuppelleitungskapazitäten inklusive anfallender Übertragungsnetzverluste ermöglicht.

Einen weiteren Aspekt in der Abbildung des Stromsystems sind Nachfragemanagement-Potentiale (Demand-Side-Management (DSM)). Eine Vielzahl von Prozessen aus unterschiedlichen Bereichen – von der Aluminium-Elektrolyse in der Industrie bis zum Strommanagement von Kühlschränken in privaten Haushalten – können aus technischer Sicht dazu genutzt werden, die Stromnachfrage zeitlich zu verschieben („Load Shifting“).

Unter Berücksichtigung der skizzierten Inputgrößen erfolgt die Bestimmung des kostenminimalen Einsatzes aller vorhandenen Optionen zur Bedienung der Stromnachfrage. Die Berechnungen für die entsprechenden Jahre erfolgen dabei unabhängig voneinander.

Als Ergebnis der Optimierung berechnet das Modell sowohl stündliche Daten zum Verhalten der einzelnen Akteure im Strommarkt als auch zahlreiche zu Jahreswerten aggregierte Gesamtgrößen. Diese beinhalten Kennzahlen zu den drei im Fokus stehenden Aspekten Versorgungssicherheit (u.a. notwendige Abschaltung erneuerbarer Energien, nicht-bedienbare Stromnachfrage), Wirtschaftlichkeit (Gesamtsystemkosten, spezifische Erzeugungskosten etc.) und Umweltverträglichkeit (z.B. CO<sub>2</sub>-Ausstoß, Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung). Zudem werden ergänzende Informationen, zum Beispiel zum Erzeugungsmix, Stromimporten und -exporten oder Kraftwerksvolllaststunden, bestimmt.



### 3.1.2 Technologien

Das verwendete Optimierungsmodell unterscheidet zwischen einer Vielzahl von Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungstechnologien im europäischen Strommarkt. Jede Technologie ist auf Basis ihres Inbetriebnahmejahres und weiterer Charakteristika in Untergruppen mit jeweils spezifischen technischen und ökonomischen Eigenschaften unterteilt. Konventionelle Kraftwerke, d.h. Kernkraftwerke, Braun- und Steinkohle- sowie Gaskraftwerke, sind insgesamt mehr als zwanzig Technologieklassen zugeordnet.

Konventionelle Kraftwerke besitzen zahlreiche charakteristische Eigenschaften, die maßgeblich ihren Einsatz im Strommarkt determinieren. Wirkungsgrad, Mindestlast und weitere Parameter sind kraftwerksindividuell, weshalb die in Deutschland installierten Erzeugungskapazitäten größtenteils blockscharf abgebildet werden. Ausländische sowie inländische Kleinkraftwerke werden aus Komplexitätsgründen in den Berechnungen zu Gruppen aggregiert.

Zu den Speichertechnologien zählen neben den weit verbreiteten Pumpspeichern und Speicherseen Druckluftspeicher. Ebenfalls berücksichtigt wird eine angenommene Zunahme dezentral installierter PV-Speicher in privaten Haushalten.

Maßnahmen zur Steuerung der Stromnachfrage (DSM) werden innerhalb der Berechnungen mit insgesamt 27 Prozessen aus unterschiedlichen Sektoren berücksichtigt. Diese Nachfrageverschiebungen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer stündlichen Verfügbarkeit und Eingriffsmöglichkeit. Weiterhin werden unterschiedliche Dauern möglicher Verschiebungen berücksichtigt. Beispielsweise muss eine reduzierte Nachfrage von Prozess A innerhalb von 2 Stunden nachgeholt werden, wogegen Prozess B bis zu 24 Stunden für die Kompensation der Nachfrageanpassung zur Verfügung stehen.

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) orientieren ihre Stromproduktion nicht ausschließlich am Strommarkt sondern müssen zudem die Bedienung der Wärmenachfrage, beispielsweise in Fernwärmenetzen, gewährleisten. Im Modell wird dabei zwischen unflexiblen und flexiblen KWK-Kraftwerken unterschieden. Erstere besitzen eine nahezu fixe Stromkennzahl und damit feste Relation zwischen Strom- und Wärmeerzeugung. Die Stromproduktion ist also abhängig von der erzeugten Wärme. Flexible KWK-Kraftwerke können dagegen, unter Berücksichtigung technischer Einschränkungen, ihre Stromproduktion bei gegebener Wärmeleistung variieren und damit flexibler auf den jeweiligen Strombedarf reagieren.

Die erneuerbaren Energien werden in der Modellkonfiguration durch sechs Technologien repräsentiert: On-, Offshore-Wind, Photovoltaik, Biomassekraftwerke, Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien. Zu jeder Technologie sind regional und zeitlich differenzierte Verfügbarkeiten hinterlegt, welche die bei gegebener installierter Kapazität maximal mögliche Stromerzeugung determinieren. Sollte aufgrund eines Überangebots an Strom aus

erneuerbaren Energien keine Integration dieses potentiellen Stromangebots möglich sein, erfolgt eine modellendogene Stromabschaltung.

Die Übertragungskapazitäten zwischen den berücksichtigten Ländern basieren auf den Angaben des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Zur Bestimmung zukünftiger Übertragungskapazitäten werden aktuelle Neu- und Ausbauprojekte sowie Angaben aus dem von ENTSO-E veröffentlichten Zehn-Jahres-Plan zum europäischen Netzausbau<sup>1</sup> analysiert. Neben diesen länderübergreifenden Leitungskapazitäten wird ein verstärkter Fokus auf das innerdeutsche Übertragungsnetz gelegt. Das Übertragungsnetz wird mittels eines aggregierten Netzmodells der TU Dortmund unter Berücksichtigung der physikalischen Eigenschaften des Stromtransports abgebildet (vgl. Abschnitt 3.2).

### 3.1.3 Regionale Abdeckung

Deutschland ist aufgrund seiner geographischen Lage im Stromsystem eng mit seinen europäischen Nachbarn verzahnt.<sup>2</sup> Aus diesem Grund ist für eine Analyse möglicher Entwicklungen im deutschen Stromsystem eine Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit umliegenden Strommärkten unerlässlich. Bei den durchgeführten Berechnungen werden deswegen neben Deutschland zwanzig weitere, geographisch nahegelegene Länder simuliert (vgl. Abbildung 19). Für diese Länder sind im Modell jeweils individuelle Strukturen der Stromnachfrage als auch der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hinterlegt.

Weiterhin wird Deutschland, auf Basis der vorherrschenden Topologie des Übertragungsnetzes, in insgesamt 31 einzelne Regionen, wie in Abbildung 19 dargestellt, unterteilt. Alle im Modell berücksichtigten Technologien (Kraftwerke, Speicher, DSM, EE) sind entsprechend ihrer geographischen Verteilung diesen Regionen zugeordnet. Gleiches gilt für die Stromnachfrage, welche auf Basis historischer Daten hinsichtlich regionalem Aufkommen und Struktur aufbereitet wird.

---

<sup>1</sup> Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).

<sup>2</sup> Deutschland weist die in Summe höchste Menge an In- und Exporten im Stromnetz der ENTSO-E auf. Im Jahr 2011 wurden etwa 116 TWh Strom übertragen. Frankreich wies im selben Jahr mit etwa 80 TWh die zeithöchsten Handelsaktivitäten auf (Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von ENTSO-E).

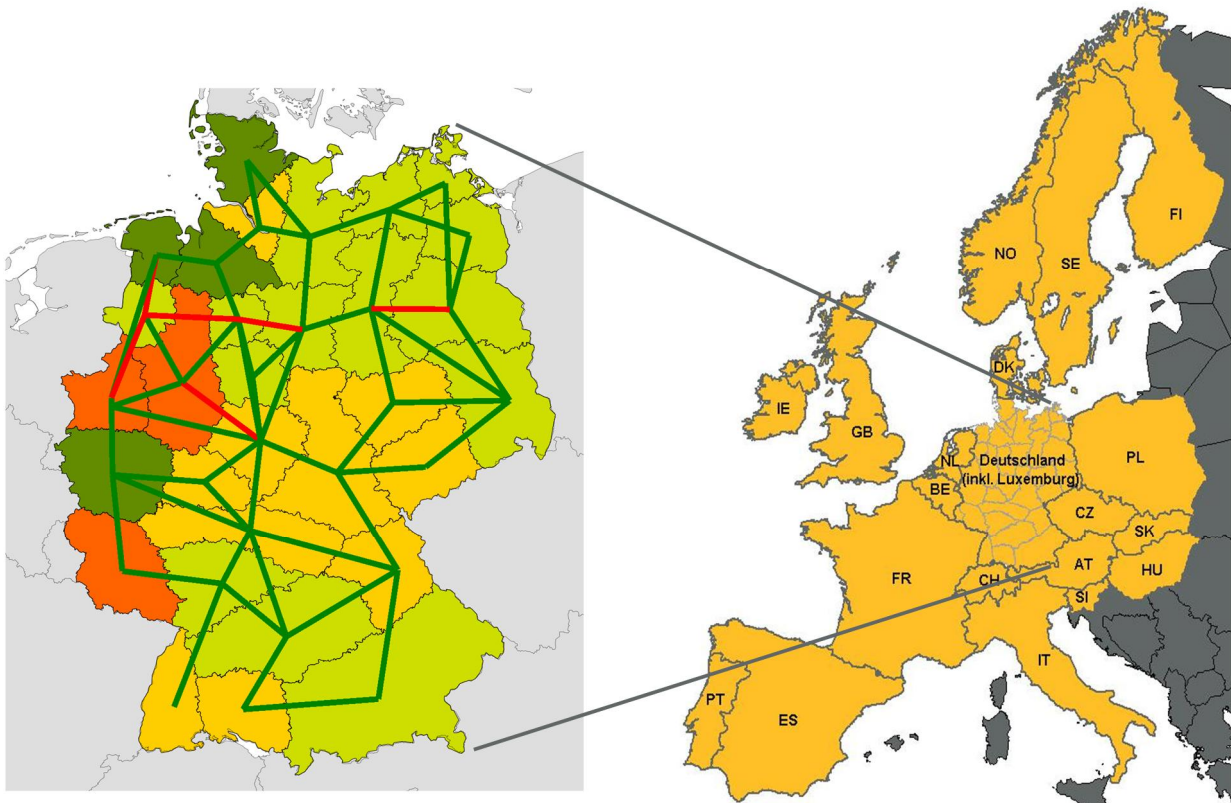


ABBILDUNG 19: MODELLIERTE REGIONEN IN DEUTSCHLAND UND EUROPA

Quelle EWI.

### 3.1.4 Zeitliche Auflösung

Die Vielzahl der für die Beantwortung der Fragestellung dieser Studie notwendigen Szenarienrechnungen, die genaue Abbildung des dynamischen Kraftwerksverhaltens sowie die sowohl umfassende als auch detaillierte regionale Abdeckung erfordern eine Beschränkung der zeitlichen Auflösung. In dieser Studie werden daher 16 Typtage anstatt der 365 Tage eines Jahres verwendet. Dies stellt besondere Anforderungen, um durch die Skalierung der Modellresultate auf ein ganzes Jahr repräsentative Ergebnisse ermitteln zu können. Besonderes Augenmerk liegt auf der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien und der Tages-, Wochen- und saisonalen Zyklen unterliegenden Stromnachfrage. Zudem ist aufgrund der Abhängigkeit des deutschen Stromsystems von seinen Nachbarn das Zusammenspiel regionaler Effekte von Bedeutung.

Signifikante saisonale Unterschiede bezüglich Stromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lassen sich vor allem zwischen Sommer- und Wintertagen identifizieren. Innerhalb einzelner Wochen ergeben sich charakteristische Unterschiede in der Stromnachfrage zwischen Wochentagen und Sonn- beziehungsweise Feiertagen. Abbildung 20 illustriert die verwendete Unterscheidung zwischen Wochentagen und Jahreszeiten.

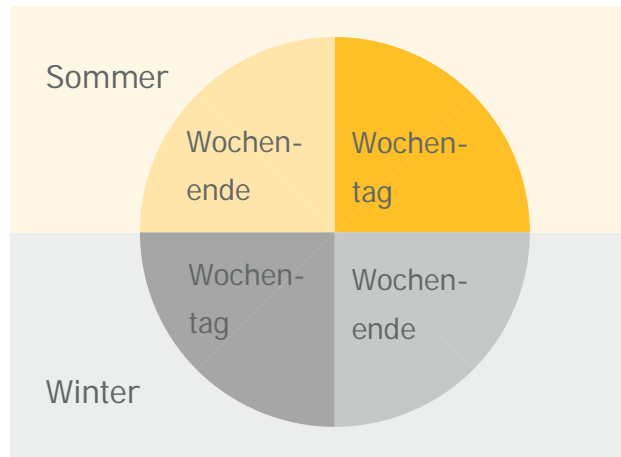


ABBILDUNG 20: TAGES- UND SAISONZYKLUS DER TYPTAGE  
Quelle EWI.

Die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen, sowohl On- als auch Offshore, unterliegt starken Schwankungen. Diese treten zudem zum Teil mit hohen Gradienten, d.h. sehr kurzfristig auf. Um diesen wesentlichen Treiber des Einflusses erneuerbarer Energien abbilden zu können, werden die zuvor beschriebenen Kombinationen von Jahreszeiten und Wochentagen weiterhin kombiniert mit möglichen Windgeschwindigkeiten (vgl. Abbildung 21).

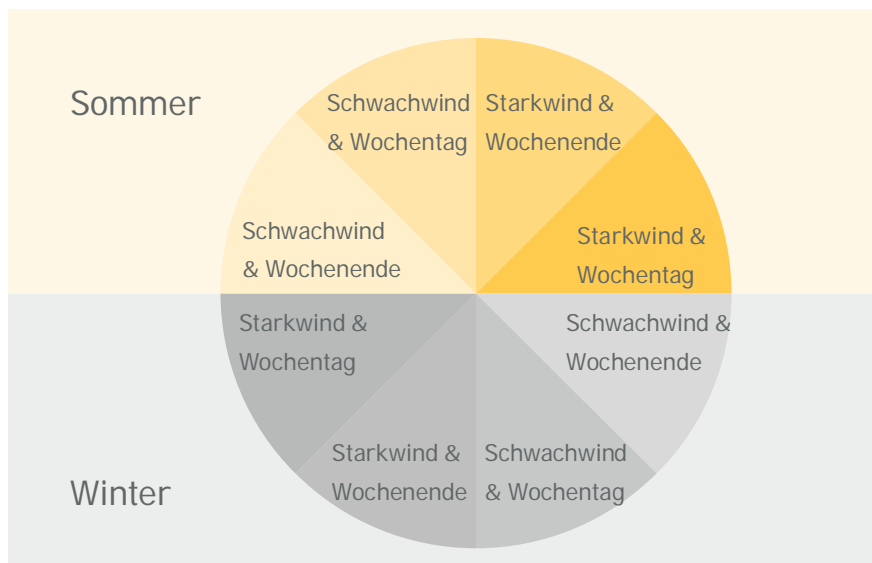


ABBILDUNG 21: ZEITLICHE STRUKTUR DER VERWENDETEN TYPTAGE  
Quelle EWI.

Jede der acht abgebildeten Kombinationen aus Jahreszeit, Wochentag und Windgeschwindigkeit ist zweimal vorhanden. Diese Wiederholung wird genutzt, um europaweit unterschiedliche Wetterkonstellationen abzubilden. Der Einbindung Deutschlands in den europäischen Stromhandel und der damit verbundenen Bedeutung europaweiter Wetterlagen kann somit Rechnung getragen werden. Unterschiedliche Situationen wie beispielsweise hohes

Windaufkommen in Deutschland und dem Rest Europas oder hohes Windaufkommen in Deutschland und geringe Winderzeugung in den Nachbarländern können damit erfasst werden. Die verwendeten Typtage wurden am EWI mittels statistischer Methoden aus mehrjährigen, stundenscharfen und zeitgleichen Wind- und Sonneneinstrahlungsdaten sowie Nachfragedaten ermittelt. Dabei wurde die Reduktion von stundenscharfen, ganzjährigen Daten auf Typtage dahingehend optimiert, dass nach der notwendigen Skalierung der Typtage auf ein ganzes Jahr charakteristische Kennzahlen wie beispielsweise die durchschnittliche Stromnachfrage, Wind- und PV-Erzeugung als auch Schwankungen in der Einspeisung erneuerbarer Energien den empirischen Jahreskennzahlen entsprechen.

Neben den Typtagen zur Bestimmung von Jahresgrößen des Stromsystems, wie zum Beispiel Brennstoffeinsatz, Stromversorgungskosten oder CO<sub>2</sub>-Ausstoß, werden für die Analysen im Rahmen des vorgenommenen Belastungstests bestimmte Extremsituationen betrachtet. Diese ergänzen die Betrachtung typischer Wetterkonstellationen der Typtage und orientieren sich an in der Vergangenheit beobachteten extremen Wetterlagen. Ein erneutes Eintreten dieser Extremsituationen würde besondere Anforderungen an das Stromsystem stellen, wodurch sie zur Validierung der Versorgungssicherheit geeignet sind. Insbesondere die Netzauslastung und die Verfügbarkeit gesicherter Leistung werden näher betrachtet.

### 3.2 Beschreibung des verwendeten Netzmodells

Das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ef.Ruhr/ie<sup>3</sup>) der TU Dortmund hat ein aggregiertes Modell des europäischen Übertragungsnetzes entwickelt, das ausschließlich auf öffentlich zugänglichen Quellen beruht. Das Netzmodell umfasst das vollständige Netzgebiet der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Die Anzahl einzelner realer Knoten und Leitungen wird bei der Modellbildung reduziert, die elektrischen Eigenschaften werden allerdings in guter Näherung abgebildet. Die reale Netztopologie wurde so auf ca. 210 Knoten reduziert, wovon 31 Netzknoten auf Deutschland entfallen. Durch diesen Aggregationsprozess sind Einflussfaktoren, die Transportengpässe zwischen verschiedenen Regionen verursachen und damit die Systemstabilität gefährden, einfacher zu identifizieren. Die Charakteristik und Eigenschaften des realen Netzes bleiben weiterhin erhalten, sodass die Aussagefähigkeit der Auswertungen sowie die im Modell identifizierten Netzengpässe auf das reale Netz übertragbar sind.

Mit Hilfe des Netzmodells können Ausbaunotwendigkeiten ermittelt werden, die als guter Orientierungspunkt für den Ausbau des realen Netzes dienen. Die reale Netzausbauplanung erfordert jedoch eine detailliertere Betrachtung unter Berücksichtigung aller Rahmenbedingungen. Die in der Modellierung gewählte Herangehensweise ist aber insbesondere für die Betrachtung von Zukunftsszenarien (Jahr 2022) ausreichend, da heutige Prognosen zur Entwicklung des Kraftwerksparkes und der installierten Leistungen dezentraler Erzeuger mit signifikanten Unsicherheiten behaftet sind.

Da detaillierte Daten über das Übertragungsnetz nicht öffentlich zugänglich sind, wurde die Nachbildung des Übertragungsnetzes mit Hilfe frei verfügbarer Daten und Netzkarten<sup>1</sup> erstellt. Bei der Entwicklung der reduzierten Netztopologie wurden reale Netzknoten, die Einspeise- oder Lastzentren bilden, regional zusammengefasst, so dass beispielsweise die konzentrierte Erzeugung an Rhein und Ruhr durch zwei Knoten repräsentiert wird. Die Leitungslängen wurden mithilfe von Netzkarten bestimmt, um ein qualitatives, aber dennoch realistisches Abbild des Übertragungsnetzes erstellen zu können. Die verwendeten Leitungsparameter im aggregierten Modell entsprechen typischen Freileitungen, die in ähnlicher Form in gesamt Europa eingesetzt werden.

Netzzustände möglicher zukünftiger Szenarien (Jahr 2022) können in verschiedenen Netzvarianten berücksichtigt werden. Hierzu wurden bereits bekannte Ausbaumaßnahmen<sup>23</sup> berücksichtigt. Abbildung 22 zeigt das verwendete Netzmodell exemplarisch für Deutschland und die angrenzenden Länder für das Jahr 2022. Die rot eingefärbten Verbindungen stellen dabei die im Szenario 2022 B des Netzentwicklungsplans 2012 vorgesehenen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) dar.

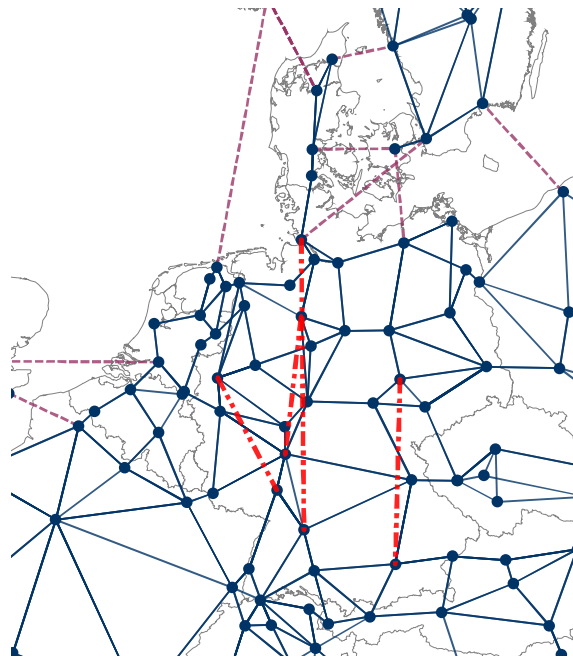


ABBILDUNG 22: BEREICH DEUTSCHLAND UND ANGRENZENDE LÄNDER DES EUROPÄISCHEN NETZMODELLS

Quelle: ef.Ruhr/ie<sup>3</sup> TU Dortmund.

<sup>1</sup> ENTSO-E Netzkarte 2007 bis 2011 <https://www.entsoe.eu/resources/grid-map/>

<sup>2</sup> Dena Netzstudie 1, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln 2005

<sup>3</sup> Ten Year Network Development Plan 2010-2020 (TYNDP), ENTSO-E

Im Modell sind die geplanten Ausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2012<sup>1</sup> berücksichtigt. Basierend auf den Regionensaldi aus Last und Einspeisung erfolgt deren Zuteilung zu den jeweiligen Netzmodellknoten. In der anschließenden Lastflussberechnung werden neben Wirk- auch Blindleistungsflüsse, die vor allem bei hoch belasteten Netzen einen wesentlichen Einfluss haben, berücksichtigt. Die Einhaltung des Spannungsbandes an allen Netzknoten wird, analog zum realen System, auch im reduzierten Modell sichergestellt. Ausgehend von diesen Berechnungen werden PTDF-Faktoren (Power Transfer Distribution Factors), die einen linearisierten Zusammenhang zwischen Knoteneinspeisungen und Knotenlasten, sowie Leitungsbelastungen darstellen, bestimmt. Leitungsausfälle sowie Wartungsvorgänge im Übertragungsnetz werden durch eine modifizierte PTDF-Matrix berücksichtigt. Diese repräsentiert den größten Einfluss einer Knotenleistungsänderung auf die Belastung der Leitungen für alle betrachteten Leitungsausfallkombinationen.

Für eine hohe Versorgungszuverlässigkeit des Übertragungsnetzes ist das vorgegebene Spannungsband an jedem Netzknoten und zu jedem Zeitpunkt einzuhalten. Die Spannungshöhe wird im Übertragungsnetz aufgrund des Verhältnisses von Leitungsresistanz zur -reaktanz im stationären Zustand maßgeblich durch die Höhe der lokalen Blindleistungseinspeisung bestimmt. Die stationäre Spannungshaltung im heutigen Übertragungsnetz erfolgt maßgeblich durch die Bereitstellung von Blindleistung durch konventionelle Kraftwerke. Zukünftig wird, bedingt durch die zunehmende Transportaufgabe des Übertragungsnetzes, insbesondere in Starkwind-Situationen, der Blindleistungsbedarf des Netzes durch den übernatürlichen Betrieb der Freileitungen steigen. Gleichzeitig speisen durch die hohe Windeinspeisung nur wenige konventionelle Kraftwerke in das Netz ein. Somit stehen im Vergleich zur heutigen Situation auch weniger Kraftwerke zur Spannungshaltung zur Verfügung. Eine Blindleistungsbereitstellung kann auch mit nicht aktiv am Marktgeschehen beteiligten Kraftwerken im Phasenschieberbetrieb erfolgen, wofür allerdings Umbaumaßnahmen notwendig wären. Alternativ könnte die Bereitstellung von Blindleistung durch verschiedene Kompensationsanlagen, welche sich maßgeblich in der Höhe der Regelschritte, der Regelgeschwindigkeit und den Installationskosten unterscheiden, erfolgen. Durch das Modell lässt sich über die lokale Blindleistungseinspeisung der stationäre Blindleistungsbedarf als Richtwert ermitteln.

---

<sup>1</sup> 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Mai 2012.



## 4 POLITISCHES ZIELSZENARIO

Das politische Zielszenario beschreibt die Entwicklung des Stromsystems, sollten die von der Bundesregierung im Rahmen der Energiewende definierten Maßnahmen umgesetzt werden. Dieses Zielszenario wird anhand der politischen Zielkategorien Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit analysiert und dient gleichzeitig als Grundlage und Referenz für die spätere Variation der Risikofaktoren.

### 4.1 Annahmen

Für die Annahmen zum politischen Zielszenario werden explizit definierte politische Ziele und Maßnahmen, wie etwa die Nachfragereduktion, zugrunde gelegt. Wo explizite Ziele fehlen, werden der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2012 sowie die Energieszenarien 2011 herangezogen. Während es sich beim NEP um ein öffentlich konsultiertes Dokument handelt, spiegeln die Energieszenarien politische Annahmen der Bundesregierung wider.

#### 4.1.1 Nettostromnachfrage

Für 2012 wird die Nettostromnachfrage entsprechend der aktuellen Entwicklung mit etwa 540 TWh angenommen, was ungefähr dem Wert des Vorjahres entspricht.<sup>1</sup> Bis 2020 wird die Nettostromnachfrage durch lineare Interpolation zwischen diesem Wert und der Zielvorgabe der Bundesregierung für 2020 ermittelt. Der Zielvorgabe nach soll bis 2020 eine Reduktion der Nettostromnachfrage um 10 % gegenüber dem Stand von 2008 erfolgen.<sup>2</sup> Für 2022 wird wiederum eine lineare Interpolation zwischen dem Ziel für 2020 und dem Ziel für 2050 angenommen. Für 2050 wird eine Reduktion um 25 % im Vergleich zu 2008 angestrebt.<sup>3</sup> Tabelle 1 zeigt den Verlauf der angenommenen Entwicklung. Die sektorale Aufteilung erfolgt gemäß der Energieszenarien, d.h. 47,7 % Industrie, 26,0 % Haushalte und 26,3 % GHD und Verkehr. Die Nachfragereduktion erfolgt über alle Sektoren gleichmäßig.

TABELLE 1: ANGENOMMENE NETTOSTROMNACHFRAGE IM ZIELSZENARIO IN TWH

2008	2012	2014	2016	2018	2020	2022
537	540	526	512	498	484	479

Quelle: AGEB, EWI.

<sup>1</sup> AGEB 2012, S.28.

<sup>2</sup> Energiekonzept 2010, S.5.

<sup>3</sup> Ebd.



Die Regionalisierung der Nachfrage für die betrachteten Regionen in Deutschland wird gemäß Nüßler (2012) vorgenommen. Für die Entwicklung der Stromnachfrage des europäischen Auslands wird analog zum Netzentwicklungsplan der System Adequacy Forecast 2011-2025 als Quelle zugrunde gelegt. Dabei wird die Entwicklung bis 2022 von den Wachstumsraten aus Szenario B und der historischen Nachfrage 2011 abgeleitet.

#### 4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

Der konventionelle Kraftwerkspark für Deutschland wird entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2012 Szenario B angenommen.<sup>1</sup> Darin sind bereits ab 2022 keine Kernkraftwerke mehr am Netz, wobei von einem Zubau entsprechender Gaskraftwerkskapazitäten an den gleichen Standpunkten ausgegangen wird.<sup>2</sup> Zudem wird angenommen, dass technisch obsolet werdende Gaskraftwerke durch Neubauten ersetzt werden. Für den Zeitraum bis 2022 werden Stilllegungen von Kapazitäten auf Basis der EWI-Kraftwerksdatenbank bestimmt, wobei die technische Lebensdauer gemäß den Annahmen des Netzentwicklungsplans berücksichtigt wird. Abbildung 23 illustriert die im Zielszenario angenommene Entwicklung installierter Kapazitäten (vgl. Anhang A). Technische und ökonomische Parameter zu den einzelnen Blöcken und Kraftwerksklassen sind nach Alter und Brennstoff zugeordnet und finden sich in Tabelle A.2-A.4 im Anhang.

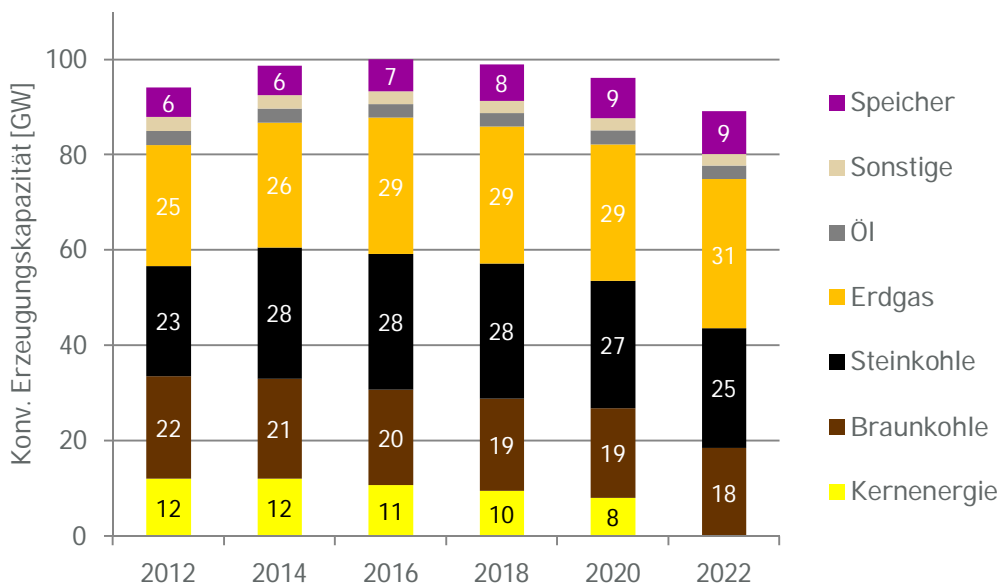


ABBILDUNG 23: KRAFTWERKSPARK IM ZIELSZENARIO

Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2012, EWI.

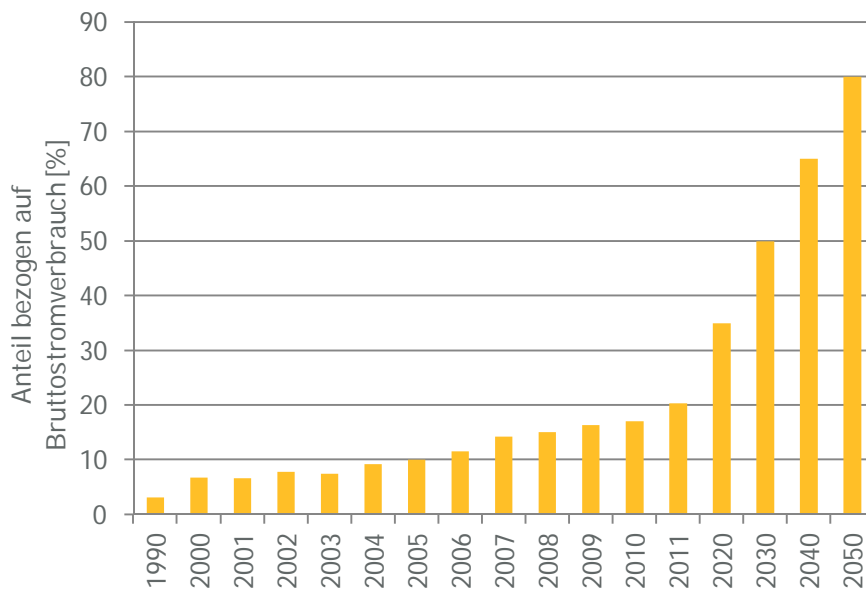
<sup>1</sup> Vgl. Genehmigung des Szenariorahmens 2011 für den Netzentwicklungsplan 2012: Bundesnetzagentur Az.:8121-12/Szenariorahmen 2011.

<sup>2</sup> Das Laufzeitende für Kernkraftwerke ist für Ende 2022 festgesetzt, wird jedoch im Netzentwicklungsplan bereits für Ende 2021 angenommen. Um die Konsistenz zu sonstigen NEP-Annahmen zu gewährleisten, wird dieser Ansatz übernommen.

Hinsichtlich der angenommenen Erzeugungskapazitäten des betrachteten Auslands orientiert sich diese Studie am Szenario B des System Adequacy Forecast 2011-2025 der ENTSO-E. Die Quelle liefert Annahmen über Kraftwerkskapazitäten für die Stichjahre 2011, 2015, 2016, 2020 und 2025 aggregiert nach Brennstoff. Die nach Brennstoff klassifizierten Kapazitäten des System Adequacy Forecasts werden den Modell-Kraftwerksklassen der EWI-Datenbank zugeordnet, wobei Kapazitätsrückgänge stets in der ältesten Kraftwerksklasse erfolgen, während Kapazitätzuwächse der aktuell modernsten Kraftwerksklasse hinzugerechnet werden.

### 4.1.3 Erneuerbare Energien

Erneuerbaren-Technologien erfahren mit dem europäischen Emissionsrechtehandel (Emissions Trading System - ETS) und damit einer Begrenzung der Gesamtemissionen in Europa eine mittelbare Förderung. Zudem existiert mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein direktes Förderinstrument. Erneuerbare Energien werden demnach vorrangig eingespeist und erhalten eine fixe Einspeisevergütung differenziert nach Typ der Erzeugungsanlage.<sup>1</sup> Abbildung 24 zeigt die historische Entwicklung sowie künftige Ziele der Bundesregierung für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.



**ABBILDUNG 24: ANGESTREBTE ENTWICKLUNG DES ANTEILS ERNEUERBARER ENERGIEN AN DER STROMERZEUGUNG**

Quelle: EE in Zahlen.

<sup>1</sup> Zusätzlich gibt es die Möglichkeit der Direktvermarktung, welche für die Betreiber von Windenergieanlagen mit Einführung des Marktprämienmodells seit Inkrafttreten des EEG 2012 deutlich an Attraktivität gewonnen hat. Dabei ist die Vergütung an die erzielten Börsenerlöse gebunden, was eine individuellere Vergütung des erzeugten Stroms mit Bezug zum Marktwert ermöglicht.

Bis 2020 soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mindestens 35 % am Bruttostromverbrauch betragen. Für die folgenden Dekaden ist jeweils eine Steigerung des Anteils um 15 Prozentpunkte vorgesehen. In 2050 soll dann mindestens 80 % der Stromnachfrage aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.<sup>1</sup> Der angestrebte Ausbau der einzelnen Technologien geht bis 2020 aus dem nationalen Aktionsplan (NREAP: National Renewable Energy Action Plan) hervor. Allerdings wird diese Zielsetzung unter dem momentanen Fördersystem nach Netzentwicklungsplan Strom voraussichtlich übertroffen.

Deswegen werden für das politische Zielszenario in 2022 die installierten Kapazitäten nach Szenario B des NEP, das eine wahrscheinliche Entwicklung abbilden soll, übernommen. Die Werte für 2012 werden auf Basis aktuell installierter Kapazitäten ermittelt, zwischen 2012 und 2022 erfolgt eine lineare Interpolation. Der regionale Zubau von erneuerbaren Energien wird gemäß einem Verteilungsschlüssel festgelegt. Dieser geht aus den Zubauplänen der Bundesländer hervor. Die so ermittelten Kapazitäten werden anhand der Flächenüberschneidungen den Modellregionen zugeordnet. Annahmen zu deutschlandweiten durchschnittlichen Volllaststunden werden ebenfalls aus dem NEP entnommen, da diese weitgehend mit anderen Studien übereinstimmen. Im Rahmen der Regionalisierung wird Deutschland jedoch in drei Volllaststundenregionen unterteilt, so dass verschiedene Sonneneinstrahlungs- und Windpotentiale ausreichend differenziert betrachtet werden können. Abbildung 25 zeigt die angenommene Entwicklung der installierten Kapazität erneuerbarer Energien in Deutschland.<sup>2</sup>

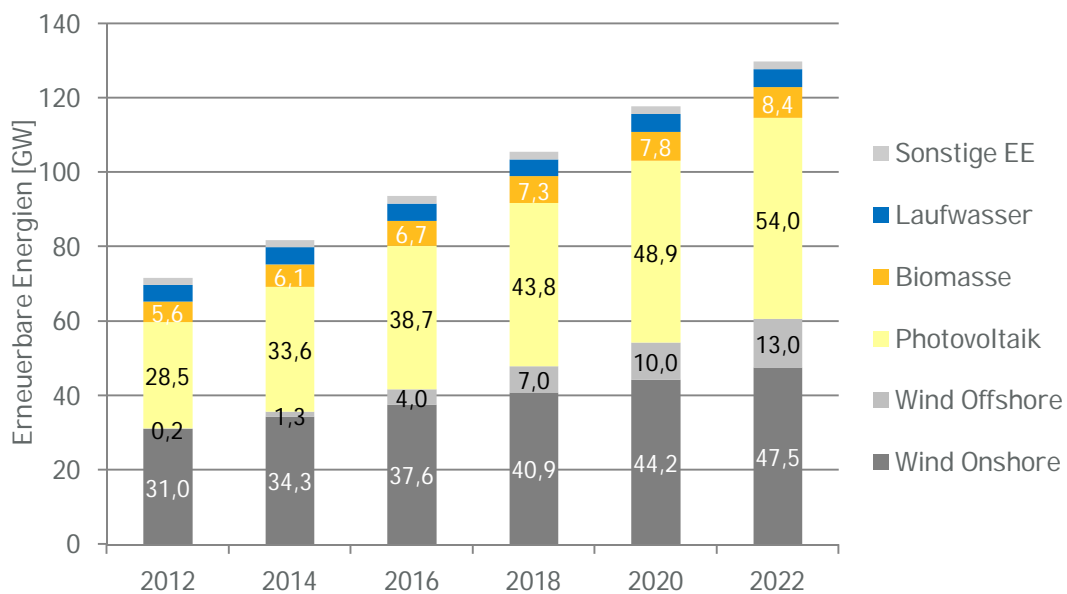


ABBILDUNG 25: ERNEUERBARE ENERGIEN IM ZIELSZENARIO

Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2012, EWI.

<sup>1</sup> Vgl. EEG §1 Abs. 2.

<sup>2</sup> Vgl. dazu auch Tabelle A.5 und A.6 im Anhang.

Für das betrachtete europäische Ausland wird eine Entwicklung der Kapazitäten und Erzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß den nationalen Aktionsplänen angenommen.

#### 4.1.4 Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise<sup>1</sup>

Die Brennstoffpreise werden durch Interpolation zwischen den tatsächlichen Werten 2012 und den Annahmen für Steinkohle, Erdgas und Öl für 2022 aus dem Netzentwicklungsplan Strom ermittelt. Für Braunkohle und Uran wird die gleiche Methodik mit Annahmen aus den Energieszenarien angewendet. Tabelle 2 zeigt die Annahmen im Zeitverlauf.

TABELLE 2: BRENNSTOFFPREISE IM ZIELSZENARIO

[€/MWh <sub>th</sub> ]	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Uran	3,5	3,5	3,4	3,4	3,3	3,3
Braunkohle	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Steinkohle	9,8	10,0	10,0	9,9	9,8	9,7
Erdgas	22,3	23,0	23,4	24,3	25,1	26,0
Öl	37,6	41,7	43,4	45,0	46,6	48,2

Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2012, EWI.

Für die CO<sub>2</sub>-Preise wird für 2012 der Durchschnittspreis des 1. Halbjahres 2012 der EEX angenommen, sowie für 2014 der entsprechende Future-Preis. Für die längerfristige Entwicklung werden die CO<sub>2</sub>-Preise durch eine lineare Interpolation zwischen dem Wert für 2014 und dem gemittelten Wert für 2032 aus dem Netzentwicklungsplan 2012 und den Energieszenarien 2011 bestimmt. Alle Werte sind in Tabelle 3 aufgeführt.

TABELLE 3: CO<sub>2</sub>-PREISE IM ZIELSZENARIO

[€/t CO <sub>2</sub> ]	2012	2014	2016	2018	2020	2022
CO <sub>2</sub> -Preis	7,3	9,3	13,1	16,9	20,7	24,5

Quelle: EEX, Netzentwicklungsplan Strom 2012, EWI.

#### 4.1.5 Übertragungsnetz und Interkonnektor-Kapazitäten

Für den Ausbau des Übertragungsnetzes werden die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zugrunde gelegt. Da dort nur das Ergebnisnetz für 2022 dargestellt ist und nicht hervorgeht, wann oder in welcher Reihenfolge die Ausbauten erfolgen, wird zunächst unterstellt, dass alle Maßnahmen des Übertragungsnetzes 2016 realisiert werden. Diese Annahme bildet somit eine optimistische Abschätzung für den Netzausbau. In Abschnitt 5.5

<sup>1</sup> Alle Kostenwerte sind real in €<sub>2012</sub> angegeben.

werden die Auswirkungen von verschiedenen Netzausbaupfaden diskutiert. Mögliche Ausbaupfade des Netzentwicklungsplans bewegen sich zwischen der Untergrenze der Nicht-Realisierung der NEP-Maßnahmen (d.h. nur Startnetz-Ausbau) und eben der optimistischen Schätzung des vollständigen Zubaus 2016 bewegen.

Für die Interkonnektor-Kapazitäten zwischen den europäischen Ländern wurden für 2012 die von ENTSO-E zur Verfügung gestellten Werte angenommen, unterschieden nach Sommer- und Winterkapazität. Die zeitliche Entwicklung bis 2022 basiert auf den Informationen zu Netzausbauprojekten des Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E.

#### 4.1.6 Gestaltung der Extremsituationen

Um Auswirkungen von Extremsituationen auf das Stromversorgungssystem zu analysieren, werden verschiedene Konstellationen näher beleuchtet. Insbesondere im Winter können Situationen auftreten, welche die Versorgungssicherheit gefährden können. Kritisch sind dabei Kombinationen von hoher Last, sehr hoher oder niedriger Wind-Einspeisung sowie Ausfälle von Kraftwerken. Im Winter 2011/2012 kam es bereits zu diesen kritischen Situationen.<sup>1</sup>

Mögliche Kraftwerksausfälle werden bereits innerhalb der Berechnungen über die Variation des Kraftwerkparks abgebildet. Als Extremsituationen werden deshalb zwei Situationen mit jeweils hoher Last und niedriger bzw. hoher Windeinspeisung betrachtet. Zum einen kann anhand einer Situation mit hoher Last und niedriger Windeinspeisung die Verfügbarkeit gesicherter Leistung und das eventuelle Fehlen von Kapazität überprüft werden. Zum anderen wird eine Situation mit hoher Windeinspeisung in Norddeutschland und den nördlichen Nachbarländern betrachtet. Eine hohe Windeinspeisung belastet das deutsche Übertragungsnetz durch Nord-Süd-Transite und könnte zu kritischen Situationen bei der Versorgungssicherheit führen.

#### 4.1.7 Wärmenachfrage

Die Entwicklung der Wärmenachfrage hat Einfluss auf die Fahrweise von konventionellen und Biomasse-Kraftwerken, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Auf Basis einer Studienanalyse wurde von der dena die in Tabelle 4 dargestellte Wärmenachfrage für KWK in Deutschland ermittelt.

---

<sup>1</sup> Vgl. „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12“ der Bundesnetzagentur vom 3. Mai 2012.

TABELLE 4: WÄRMENACHFRAGE FÜR KWK

[TWh <sub>th</sub> ]	2012	2022
Industrie	66,0	66,0
Fernwärme	75,8	81,3
Nahwärme bzw. BHKW	77,4	77,4
Summe	219	225

Quelle: dena.

Die gesamte Wärmenachfrage wird den einzelnen Kraftwerken mit Wärmeproduktion durch Rückgriff auf historische Daten bzw. auf typische Profile zugewiesen. Für das europäische Ausland wird die Entwicklung der Wärmenachfrage als konstant angenommen.

#### 4.1.8 Regelenergiebedarf

Diese Untersuchung berücksichtigt die notwendige Vorhalteleistung an positiver und negativer Sekundärenergie bzw. Minutenreserve. Die Minutenreserve wird zudem zwischen Sommer und Winter unterschieden. Grundlage für den angenommenen Bedarf an Regelenergie bilden historische Daten der ÜNB-Internetplattform regelleistung.net für das Jahr 2011. Für den Betrachtungszeitraum wird ein im Zeitverlauf konstanter Bedarf an sekundärer und tertiärer Regelleistung angenommen.

#### 4.1.9 Demand Side Management

Über alle Sektoren wird das technische Verschiebepotenzial ermittelt und eine mögliche Entwicklung der Erschließung angenommen. Dabei wird unterstellt, dass die betrachteten Prozesse am Großhandelsmarkt teilnehmen und damit auf Preissignale reagieren. Energieintensive Industrien haben durch ihre hohen spezifischen Energiekosten eine hohe Preissensibilität, weswegen für industrielle Einzelprozesse (z.B. der Chlor-Alkali-Elektrolyse) eine hohe Erschließung von bis zu 60 % in 2022 angenommen wird. Industrielle Querschnittsprozesse wie etwa Druckluft weisen wegen geringerer Preissensibilität eine deutlich geringere Durchdringung mit 15 % in 2022 auf. Im GHD-Sektor wird vor allem durch den Kostenfaktor von Kühlsystemen eine Erschließung von 25 % in 2022 angenommen. Diese entspricht in etwa dem kommunalen Sektor (30 %). Dagegen wird die Erschließung von DSM im Haushaltssektor mit 2 % deutlich niedriger angesetzt, da hier nur geringe finanzielle Anreize verbunden mit hohen Investitionskosten vorherrschen. Für künftige Elektromobilität wird ein Wert von 50 % für die Teilnahme am Großhandelsmarkt angenommen. Die gesamte

verschiebbare Energiemenge erhöht sich bis 2022 auf ca. 7,5 TWh im Jahr.<sup>1</sup> Abbildung 26 veranschaulicht die angenommene Entwicklung (vgl. auch Tabelle A.7).

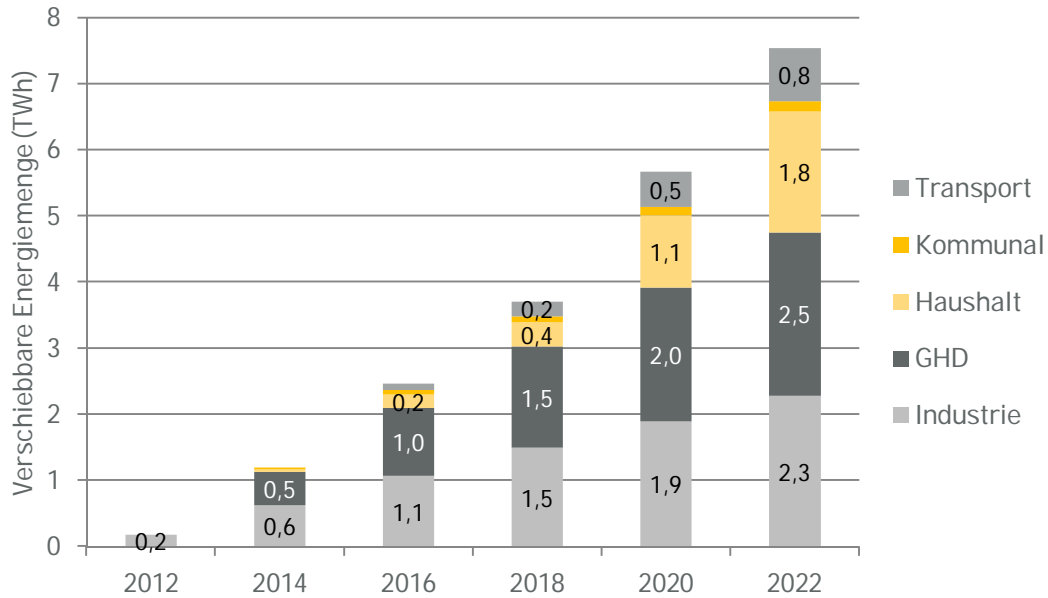


ABBILDUNG 26: VERSCHIEBBARE ENERGIEMENGE DURCH DSM

Quelle: EWI.

#### 4.1.10 Photovoltaik-Speicher

Installiert ein Haushalt einen Speicher kann Erzeugung aus Photovoltaik gespeichert und in anderen Stunden genutzt werden. Für den Haushalt kann diese Installation von Vorteil sein, wenn der Strompreis mit Abgaben, Steuern und Konzessionen höher ist als die Kosten der Eigenerzeugung. Durch sinkende Kosten für Photovoltaik bzw. Kürzung von Fördersätzen wird eine Entwicklung der Kapazität von Photovoltaik-Speichern auf ungefähr 1,1 GWh in 2022 angenommen.<sup>2</sup>

#### 4.1.11 Berechnung der Systemkosten

Als Kapitalkosten sind Wiederbeschaffungskosten des Bestands (inkl. 2012) und Investitionskosten (ab 2012) für erneuerbare Energien, konventionelle Kraftwerke sowie Übertragungs- und Verteilnetz enthalten. Die Abschreibungsdauer wird in Höhe der technischen Lebensdauer, d.h. bei konventionellen Kraftwerken mit 30-45 Jahren, bei erneuerbaren Energien mit 20 Jahren und bei Netzen mit 50 Jahren angenommen. Die kalkulatorischen Zinssätze betragen 7 % bei erneuerbaren Energien, 12 % für konventionelle Kraftwerke, sowie 9 % für Übertragungs- und Verteilnetz.

<sup>1</sup> Zeitliche Restriktionen bezüglich der Nachfrage, wie etwa bei Kühlprozessen, sind darin nicht enthalten, werden in der Modellierung jedoch berücksichtigt.

<sup>2</sup> Vgl. Tabelle A.8 im Anhang.

Inhalt dieser Studie ist ein Belastungstest des Stromsystems bei unterschiedlichen Entwicklungen für den Zeitraum 2012 bis 2022. Gemeinsam mit dem Auftraggeber wurde festgelegt, von den Kosten des Ausstiegs aus der Kernenergie zu abstrahieren. Entsprechend wurden die Kernkraftwerke als bis zum Beginn der Betrachtungsperiode abgeschrieben bewertet. In der Delta-Betrachtung von möglichen Entwicklungen entfallen Bestands- und Kapitalkosten ohnehin. Tatsächlich ergeben sich allerdings grundsätzlich mehrere Möglichkeiten für die Berücksichtigung der Kapitalkosten oder Abschreibung der Kernkraftwerke: Zum einen bestünde die Möglichkeit, die Kernkraftwerksrestwerte mit der Abschaltentscheidung 2011 als abgeschrieben anzusehen. Alternativ könnte der Restbetrag der noch abzuschreibenden Vermögenswerte über die nun politisch verkürzte Lebensdauer abgeschrieben werden. Auch die Berücksichtigung des Wiederbeschaffungswertes für eine statische Betrachtung des Stromsystems ist möglich. Aus Gründen der Transparenz werden in den Ergebnissen des Zielszenarios nachrichtlich die Kapitalkosten für die im Betrachtungszeitraum noch laufenden Kernkraftwerke mit Wiederbeschaffungswert ausgewiesen.

Variable Kosten umfassen Brennstoffkosten, Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie Kosten für Wartung und Instandhaltung. Redispatchkosten beschreiben die Kosten für das Abweichen vom optimalen Kraftwerkseinsatz. Handelsüberschüsse werden jeweils zu den Grenzkosten des importierenden Landes berechnet. Alle Werte sind real in €<sub>2012</sub> angegeben.

## 4.2 Ergebnisse

Die Analyse der Ergebnisse erfolgt anhand der politischen Zielkategorien Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit. Zudem werden weitere Entwicklungen bei Umsetzung der Maßnahmen der Energiewende aufgezeigt.<sup>1</sup> Das „politische Zielszenario“ dient als Referenzfall für die Analyse der Einflussfaktoren, um die Vergleichbarkeit der einzelnen Szenarien zu gewährleisten. Die ausgewiesenen Kosten sind als laufende Kosten des Stromsystems zu interpretieren. Ein direkter Rückschluss auf Preise und Vergütungen ist nicht möglich.

### 4.2.1 Erzeugungsmix

Anhand der Entwicklung des Erzeugungsmixes lässt sich die Wirkung von Zielen der Nachfragereduktion oder dem Erneuerbaren-Ausbau darstellen. In Abbildung 27 ist dargestellt, wie sich der Erzeugungsmix im Zielszenario über die Zeit entwickelt.

---

<sup>1</sup> Alle Kostenwerte sind real in €<sub>2012</sub> angegeben.



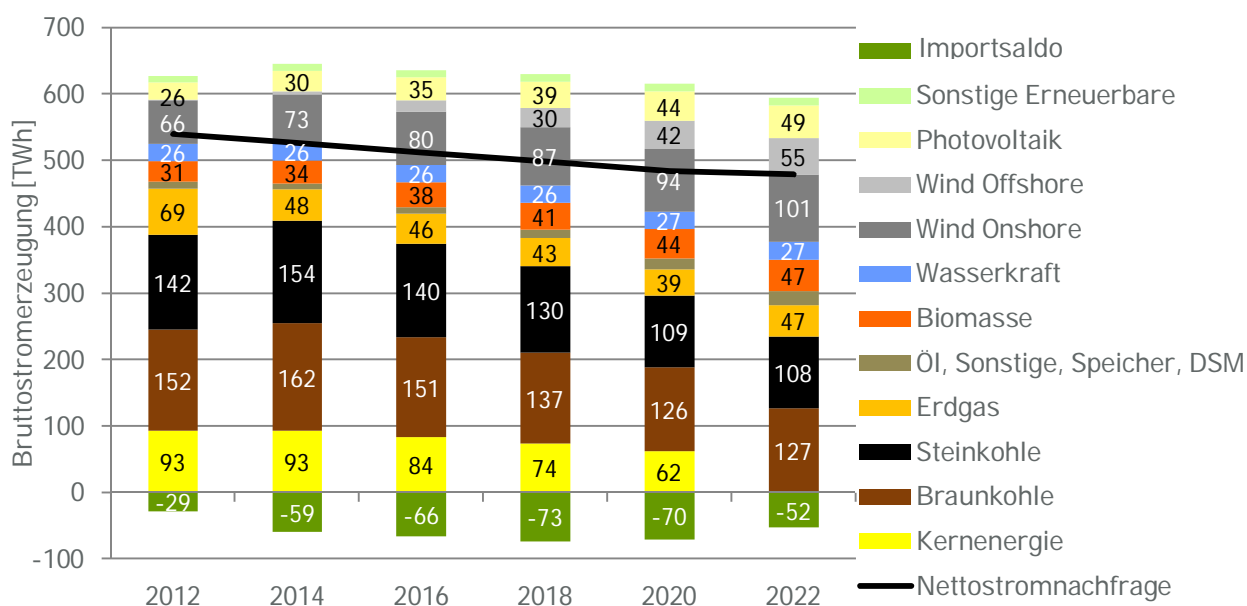


ABBILDUNG 27: BRUTTOSTROMERZEUGUNG IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

### Übererfüllung der Zielvorgabe von erneuerbaren Energien

Mit den Annahmen zur Nachfragereduktion und dem Ausbau erneuerbarer Energien steigt deren Anteil auf 54 % am Bruttostromverbrauch in 2022. In 2020 wird bereits ein Anteil von 48 % erreicht und damit das Mengenziel von 35 % deutlich übertroffen.

### Langfristig leichter Rückgang von Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle

Bis 2014 steigt die Erzeugung aus Braun- und Steinkohle zunächst an. Durch das für Steinkohle günstige Brennstoffverhältnis zwischen Erdgas und Steinkohle und die relativ niedrigen Preise der CO<sub>2</sub>-Zertifikate ist die Erzeugung aus Steinkohle günstiger als aus Erdgas. Zusätzlich gehen bis 2014 neue Braun- und Steinkohlekapazitäten in Betrieb, die zunächst die installierten Kapazitäten erhöhen. Im Zeitverlauf kommt es dann zu einem Rückbau von Kapazitäten. Gleichzeitig wird durch die Nachfragereduktion und die zunehmende Erzeugung aus Erneuerbaren Stein- und Braunkohleerzeugung verdrängt.

### Deutschland ist Netto-Exporteur im gesamten Betrachtungszeitraum

Durch die Nachfragereduktion sowie den zunehmenden Ausbau an erneuerbaren Energien ist Deutschland bis 2022 im Zielszenario Netto-Exporteur. Die Exportüberschüsse steigen 2018 über 70 TWh und betragen selbst nach dem Ausstieg aus der Kernenergie noch mehr als 50 TWh. Durch die niedrigen variablen Kosten von Kernenergie, Braunkohle und erneuerbaren Energien werden teurere ausländische Kraftwerke, zum Beispiel Gaskraftwerke in den Niederlanden, verdrängt. Insbesondere in Starkwindzeiten werden große Strommengen exportiert.

### Kompensation des Kernenergieausstiegs durch Exportreduktion, Erdgas und Erneuerbare

Von 2020 auf 2022 fallen aufgrund des Kernenergieausstiegs ungefähr 62 TWh an Erzeugung weg, die circa zur Hälfte durch erneuerbare Energien kompensiert werden. Außerdem sinken die Exportüberschüsse und die Erzeugung aus Erdgas steigt an. Die Erzeugung aus Kohlekapazitäten bleibt von 2020 bis 2022 konstant, da durch die notwendige Kompensation der Kernenergie keine weitere Verdrängung durch Erneuerbare stattfindet.

#### 4.2.2 Umweltverträglichkeit

Das Ziel der Umweltverträglichkeit in der Stromversorgung lässt sich insbesondere an der Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen ablesen. Die Bundesregierung strebt an, die deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu verringern.<sup>1</sup> Es ist nicht näher definiert, welche Mengen davon auf den Stromsektor entfallen. Als Referenzgröße ist deswegen in Abbildung 28 ein 40 %-Pfad eingezeichnet, der einem proportionalen Beitrag des Stromsektors zum gesamten Reduktionsziel entspricht.<sup>2</sup>

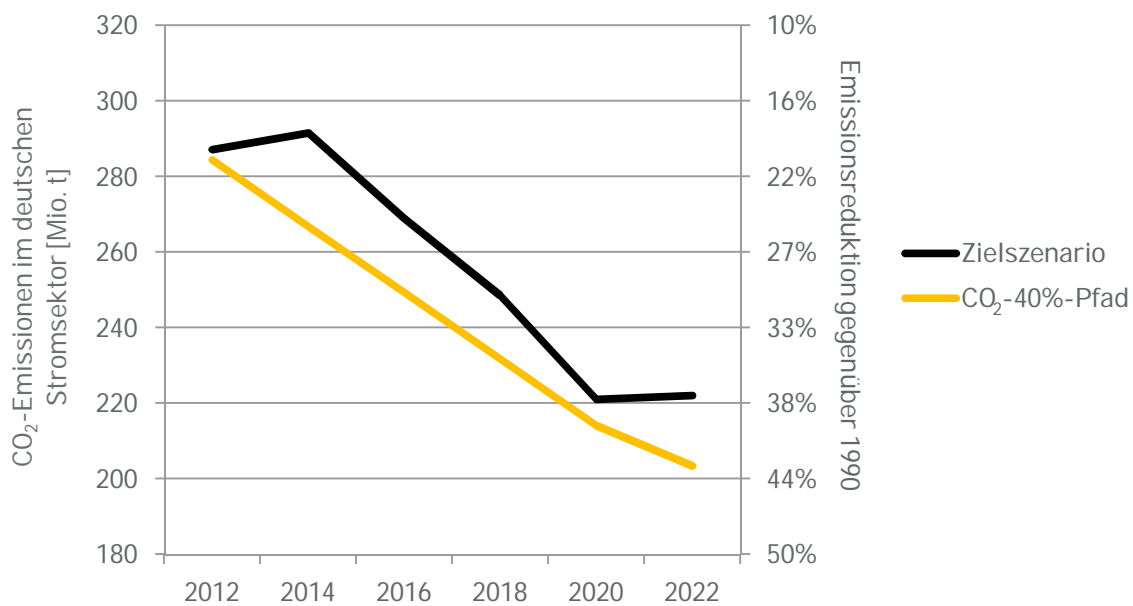


ABBILDUNG 28: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

### Beitrag des Stromsektors zur Emissionsreduktion nahezu proportional zu Gesamtziel

Durch die angenommene Nachfragereduktion und den Ausbau erneuerbarer Energien sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Stromsektor auf ungefähr 221 Mio. t in 2020. Dies entspricht einer Reduktion von 38 % gegenüber 1990.

<sup>1</sup> Vgl. Energiekonzept 2010, S.5.

<sup>2</sup> Werte durch lineare Interpolation zwischen 2012 und 2020 bzw. 2020 und 2050 ermittelt.

### Kurzfristiger Anstieg von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Stein- und Braunkohleerzeugung

Von 2012 nach 2014 kommt es zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Durch den Zubau von Stein- und Braunkohlekapazitäten steigen die Erzeugungsleistung dieser Technologien und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zusätzlich wirken sich die Annahmen zum Gas-Kohle-Spread zusammen mit einem niedrigen CO<sub>2</sub>-Preis begünstigend für die Steinkohleproduktion aus.

### Stagnation der CO<sub>2</sub>-Reduktion durch Kernenergieausstieg

Von 2020 nach 2022 bleiben die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Kernenergieausstieg nahezu konstant. Dadurch, dass zusätzliche Erneuerbaren-Kapazitäten den Kernenergieausstieg kompensieren, kommt es zu keiner weiteren Verdrängung von Stein- und Braunkohleerzeugung. Durch die konstante Erzeugung dieser Energieträger bleiben auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesen Jahren konstant.

## 4.2.3 Versorgungssicherheit

### Versorgungssicherheit im Zielszenario jederzeit gewährleistet

Durch den Zubau von konventionellen Kapazitäten ist eine Spitzenlastdeckung durch gesicherte Kapazität jederzeit gewährleistet. Der Ausbau des Übertragungsnetzes gemäß Netzentwicklungsplan trägt dazu bei, dass nahezu jegliche Erzeugung erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem integriert werden kann. Auch in den beiden betrachteten Extremsituationen zeigt sich keine Gefährdung der Versorgungssicherheit.

### Verstärkter zusätzlicher Blindleistungsbedarf im Ruhrgebiet

Bei den in der Studie durchgeführten Simulationen zeigten die Szenarien mit einer hohen Windeinspeisung bei gleichzeitig hohen Lastwerten den höchsten stationären Blindleistungsbedarf, durch die damit verbundene hohe Leitungsbelastung. Der zusätzliche Blindleistungsbedarf des Netzes für die Jahre 2020/2022, der nicht durch konventionelle, in Betrieb befindliche Kraftwerke bereitgestellt werden kann, wird maßgeblich durch steigende Leitungsbelastung und den daraus folgenden übernatürlichen Betrieb der Freileitungen verursacht und kann abgeschätzt werden.<sup>1</sup> Abbildung 29 zeigt die regionale Verteilung des zusätzlichen Bedarfes an Blindleistung. Dabei hat die Region Ruhrgebiet mit hoher Last einen doppelt so hohen zusätzlichen Blindleistungsbedarf wie die Regionen mit hoher Windeinspeisung, wie z.B. das Lastzentrum im Süden sowie die Region entlang der Nord-Süd Transporttrasse.

---

<sup>1</sup> Für den (n-0)-Fall mit ca. 12 GVar.

### Zusätzliche Kompensationsanlagen bei n-1-Kriterium

Werden Leitungsausfälle ((n-1)-Rechnung) in der Berechnung berücksichtigt, steigen die Leitungsbelastung der benachbarten Freileitungen und damit ebenfalls der Blindleistungsbedarf der Leitungen an. Dieser weiter erhöhte zusätzliche Bedarf müsste durch zusätzliche Kompensationsanlagen gedeckt werden.<sup>1</sup>

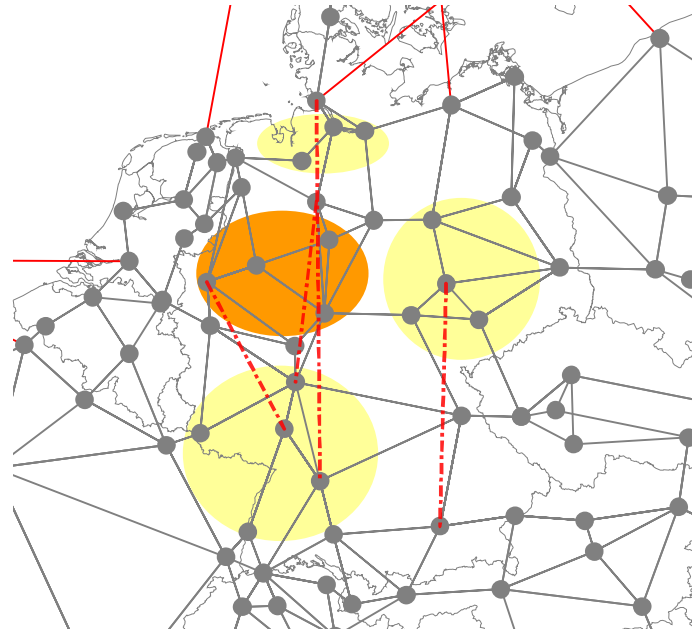


ABBILDUNG 29: REGIONEN MIT ZUKÜNFTIG ERHÖHTEM BLINDLEISTUNGSBEDARF ZUR SPANNUNGSHALTUNG

Quelle: ie<sup>3</sup>.

#### 4.2.4 Wirtschaftlichkeit

Für die Beurteilung des Ziels Wirtschaftlichkeit können zwei Größen herangezogen werden: Die jährlichen Gesamtkosten des Stromversorgungssystems sowie die spezifischen Stromkosten, d.h. die Kosten pro Kilowattstunde. Zu berücksichtigen sind dabei für Kraftwerke, Netze und erneuerbare Energien die laufenden Kapitalkosten des Bestands bis 2012, Kapitalkosten durch zusätzliche Investitionen bis 2022, variable Kosten, Redispatchkosten sowie Exporterlöse durch Handelsüberschüsse. Abbildung 30 zeigt die Entwicklung der in Deutschland anfallenden Kosten bis 2022.

<sup>1</sup> Die durchgeführten Simulationen bestimmen ausschließlich den stationären Blindleistungsbedarf. Bedingt durch Kraftwerks- oder Leitungsausfälle kann der Bedarf ansteigen beziehungsweise schnell regelnde Kompensationsanlagen notwendig werden, um die dynamische Stabilität des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Zusätzlich ist es erforderlich, dass die Struktur und Zuverlässigkeit der unterlagerten Spannungsebenen sowie die dynamische Stabilität des Übertragungs- und der Verteilnetze in die Bewertung mit einbezogen werden. Hierfür sind weitergehende Untersuchungen notwendig, die im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen.

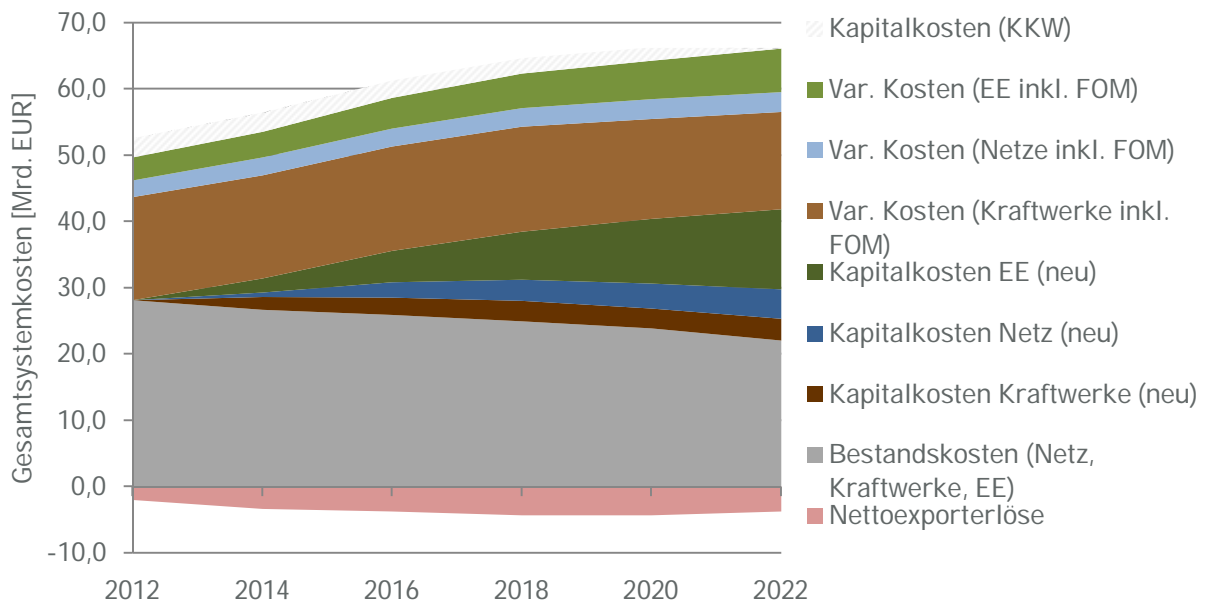


ABBILDUNG 30: JÄHRLICHE GESAMTSYSTEMKOSTEN IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

### Anstieg der Gesamtsystemkosten bis 2022 um 14,7 Mrd. € gegenüber 2012

Die jährlichen Gesamtkosten des Stromsystems steigen von 47,7 Mrd. € in 2012 auf 62,4 Mrd. € in 2022 an. Bei Berücksichtigung der laufenden Kernkraftwerke, wären die Gesamtsystemkosten 2012 um 2,9 Mrd. € höher. Einen großen Teil des bis 2022 zu erwartenden Kostenanstiegs verursachen die Kapitalkosten für den Zubau erneuerbarer Energien. Daraus ergibt sich ein Anteil der gesamten Fixkosten in 2022 von ca. 67 % gegenüber 59 % in 2012. Kapitalkosten für konventionelle Kapazitäten fallen insbesondere für (angenommene) Investitionen in Gaskraftwerke an. Ein Anstieg bei Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen kompensiert den Mengenrückgang bei der Erzeugung aus fossilen Energieträgern, wodurch es zu einem leichten Anstieg der variablen Kosten kommt. Die Betriebs- und Wartungskosten (FOM) von erneuerbaren Energien steigen durch zusätzliche Kapazitäten. Dämpfend auf den Kostenanstieg wirkt der Rückgang von Bestandskosten durch Abschreibungen und Rückbau, sowie Nettoexporterlöse.

### Stärkerer Anstieg spezifischer Stromkosten gegenüber Gesamtsystemkosten

Abbildung 31 illustriert die Kostenunterschiede beim Vergleich von 2012 und 2022 bezogen auf eine Kilowattstunde Strom. Durch den Anstieg der Gesamtsystemkosten bei gleichzeitiger Reduktion der Bezugsgröße Stromnachfrage steigen die spezifischen Stromkosten stärker als die Gesamtsystemkosten. In 2022 steigen die spezifischen Stromkosten um rund 4 ct/kWh gegenüber 2012. Ohne Einrechnung der Kapitalkosten von Kernkraftwerken würden die spezifischen Stromkosten von 8,8 auf 13 ct/kWh, mit Einrechnung von 9,4 auf 13 ct/kWh steigen. Die spezifischen Stromkosten lassen jedoch keinen eindeutigen Rückschluss auf die Entwicklung der Preise zu. Die Preise hängen von der Verteilung dieser Kosten ab. Gehen steigende Kosten zulasten von Erzeugern, verändern sich zunächst die Margen und bei

perfektem Wettbewerb können diese Kosten nur begrenzt an die Verbraucher weitergegeben werden. Werden Kosten per Umlagen auf Stromverbraucher umgelegt, hat dies eine direkte Erhöhung des Endverbraucherstrompreises zur Folge.

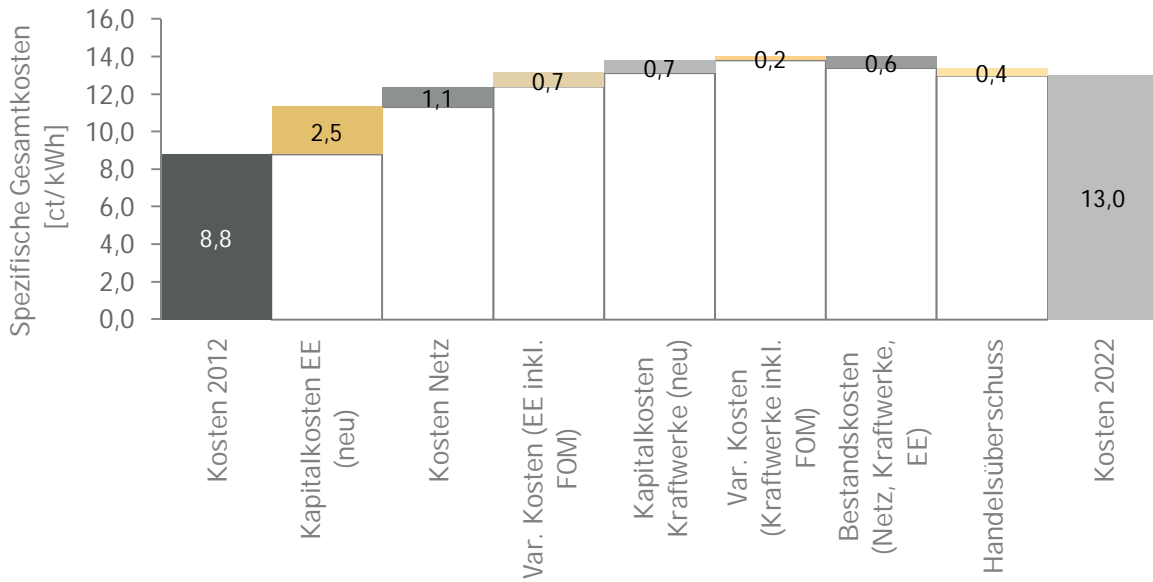


ABBILDUNG 31: SPEZIFISCHE STROMKOSTEN IM ZIELSZENARIO IN 2012 UND 2022

Quelle: EWI.

## 5 RISIKOFAKTOREN

Die Umsetzung des politischen Zielszenarios ist in mehreren Dimensionen mit Risiken behaftet. In diesem Studienteil werden deswegen anhand von fünf zentralen Risikofaktoren untersucht Abweichungen vom Zielszenario, um Folgen einer Abweichung aufzuzeigen.<sup>1</sup> Diese fünf Risikofaktoren werden untersucht und in den nächsten Abschnitten behandelt:

- 5.1: Entwicklung der Stromnachfrage
- 5.2: Zu- und Abbau konventioneller Kraftwerke
- 5.3: Installierte Kapazitäten erneuerbarer Energien
- 5.4: Entwicklung der CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise
- 5.5: Fortschritt des Netzausbaus

Die Annahmen zu den einzelnen Risikofaktoren werden variiert und die Folgen auf die politischen Zielkategorien Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit aufgezeigt. Kosten innerhalb der Ergebnisse sind als laufende Kosten des Stromsystems zu interpretieren. Ein direkter Rückschluss auf Preise und Vergütungen ist nicht möglich.

### 5.1 Risikofaktor Stromnachfrage

Eines der Ziele der Bundesregierung im Rahmen der Energiewende ist die deutliche Steigerung der Energieeffizienz bzw. Senkung der Stromnachfrage. Nach dem Energiekonzept (2010) der Bundesregierung soll der Nettostromverbrauch bis 2020 um 10 % gegenüber 2008, d.h. auf 484 TWh, sinken. Im Betrachtungszeitraum (2012-2022) dieser Studie entwickelt sich der Nettostromverbrauch des Zielszenarios daher mit einer Rate von durchschnittlich ca. -1,35 % pro Jahr. Nimmt man beispielhaft ein BIP-Wachstum von 1 % an, würde die geringere Stromnachfrage bedeuten, dass bei gleichzeitigem Wirtschaftswachstum eine Steigerung der Stromproduktivität um mehr als 2,3 % pro Jahr erzielt wird. In den vergangenen Jahren hat sich die Stromproduktivität um 1 % pro Jahr verbessert (AGEB 2012). Für eine Analyse des Risikofaktors Nachfrage werden die in Abbildung 32 veranschaulichten Wachstumsraten der Stromnachfrage von -1,5 % bis +1,0 % pro Jahr variiert.

---

<sup>1</sup> Alle Kostenwerte sind real in €<sub>2012</sub> angegeben.

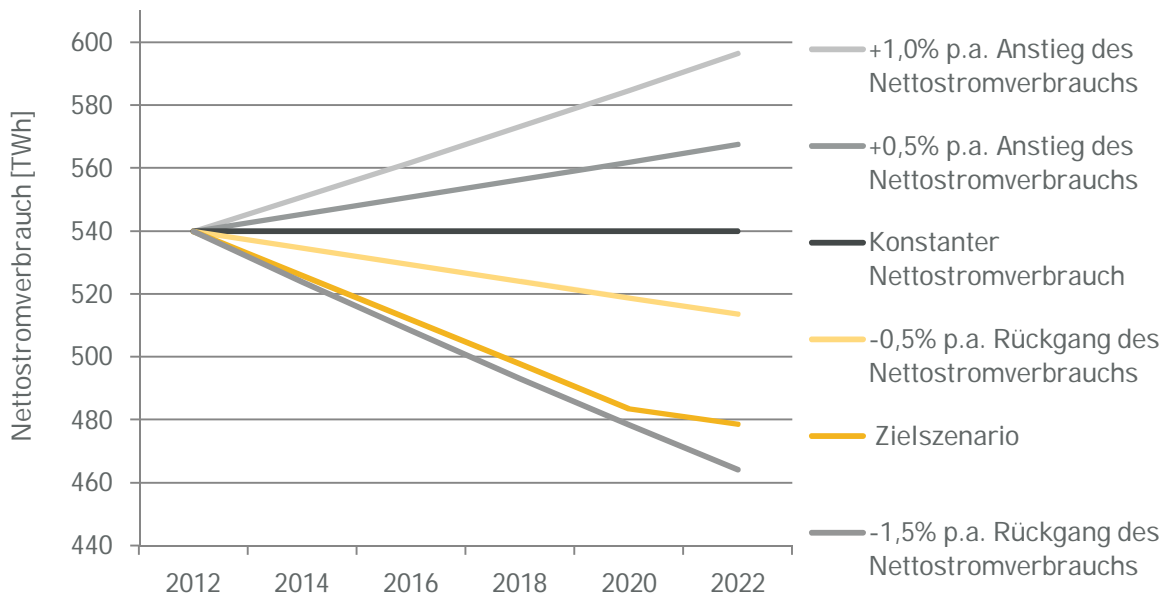


ABBILDUNG 32: UNTERSUCHTE BANDBREITE DES NETTOSTROMVERBRAUCHS

Quelle: EWI.

### 5.1.1 Erzeugungsmix

Wird das Effizienzziel der Bundesregierung nicht erreicht und bleibt die Nachfrage im Zeitverlauf konstant, ergeben sich unterschiedliche Stromerzeugungsmengen bzw. Handelsmengen mit dem Ausland. Abbildung 33 illustriert den veränderten Kraftwerkseinsatz einer konstanten Nachfrage gegenüber dem Zielszenario mit sinkender Nachfrage.

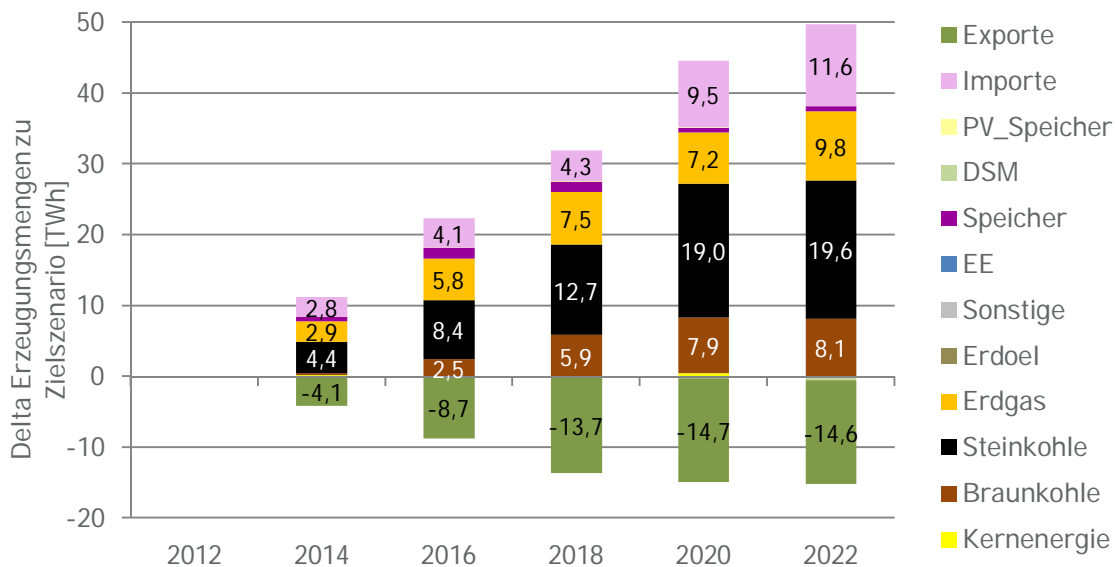


ABBILDUNG 33: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN KONSTANTE NACHFRAGE IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.



### Mehrproduktion aus fossilen Primärenergieträgern bei konstanter Nachfrage

Die im Vergleich mit dem Zielszenario höhere Nettoendnachfrage wird zum Großteil durch den vermehrten Einsatz fossiler Brennstoffe kompensiert. Braun- und Steinkohle stellen hierbei den größten Anteil. In 2022 decken diese ungefähr 28 TWh der zusätzlichen 61 TWh Nachfrage. Die zusätzliche Stromnachfrage steigert zudem die Erzeugungsmenge aus Gaskraftwerken um knapp 10 TWh. In Summe werden demnach 38 TWh zusätzlich aus fossilen Energieträgern erzeugt.

### Deutschland bleibt auch bei konstanter Nachfrage Netto-Exporteur

Die höhere Binnennachfrage an Strom senkt die Stromexporte ins Ausland um etwa 15 TWh in 2022. Zusammen mit den um 12 TWh höheren Importen halbiert sich der deutsche Exportsaldo gegenüber dem Zielszenario. Dennoch exportiert Deutschland bei konstanter Nachfrage – trotz Kernenergieausstiegs – im gesamten Untersuchungszeitraum und insbesondere in 2022 größere Strommengen als es importiert. Deutschland besitzt durch den starken Ausbau Erneuerbarer, den Braun- und Steinkohlekapazitäten komparative Vorteile gegenüber dem Ausland, wodurch Erzeugung dort verdrängt wird.

## 5.1.2 Umweltverträglichkeit

### Anstieg fossiler Stromerzeugung durch konstante Nachfrage erhöht CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die in 2022 um 24 Mio. t höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Zielszenario resultieren insbesondere aus den gestiegenen Mengen an verstromter Braun- und Steinkohle. Insgesamt ergibt sich bei konstanter Nachfrage eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 31 % gegenüber 1990 (vgl. Abbildung 34). Im Zielszenario, d.h. unter Annahme einer reduzierten Nachfrage, würde eine 38 %-Reduktion erzielt. Da der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bereits in 2012 um etwa 20 % geringer ist als 1990, hängen ceteris paribus also 7 von 18 Prozentpunkten der künftigen Reduktion bis 2022 an der Erfüllung des Nachfrageziels.

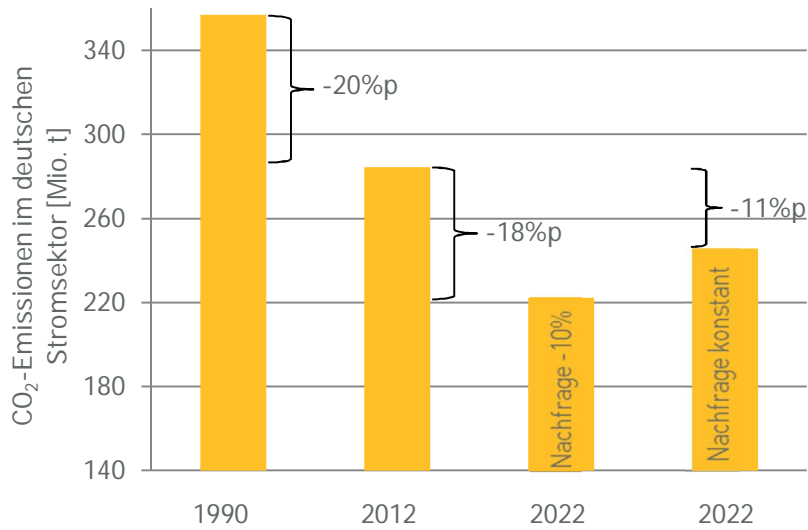


ABBILDUNG 34: ENTWICKLUNG CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR

Quelle: EWI.

### Nachfragewachstum dämpft CO<sub>2</sub>-Reduktion

Abbildung 35 zeigt die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zwischen 2012 und 2022 in verschiedenen Szenarien. Wüchse die Stromnachfrage beispielsweise aufgrund einer gleichbleibenden Stromproduktivität oder prosperierendem Wirtschaftswachstum um 1 % pro Jahr, ergäben sich im deutschen Stromsektor in 2022 jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 264 Mio. t. Dies wären 42 Mio. t mehr als im Zielszenario. Es würde nur noch eine CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion von 26 % gegenüber 1990 erreicht.

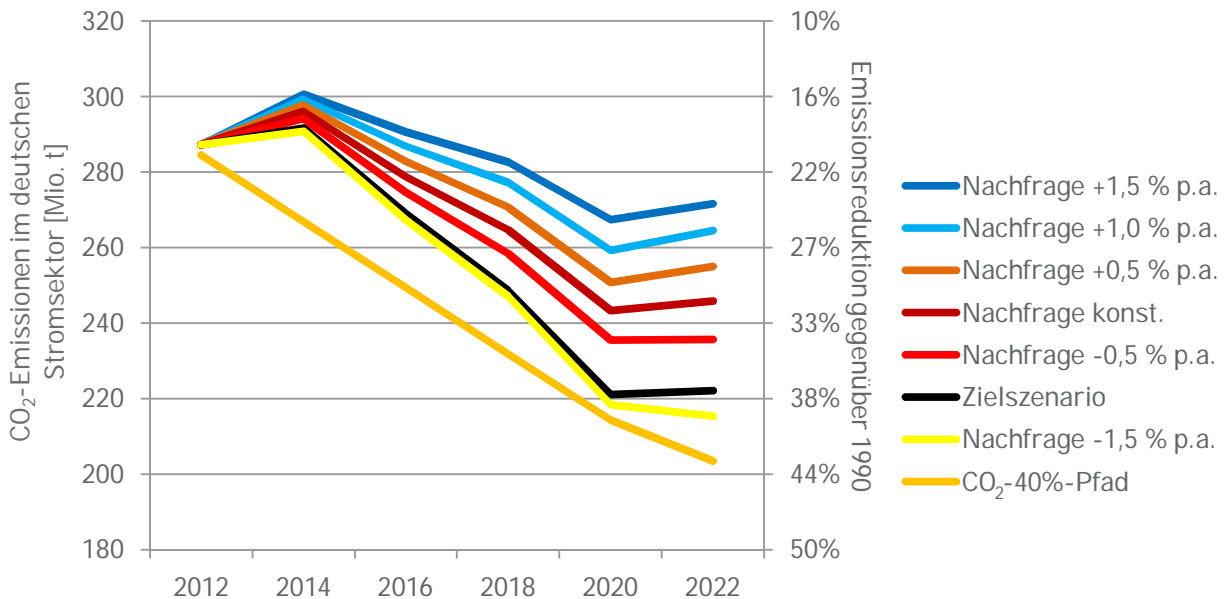


ABBILDUNG 35: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION NACHFRAGE

Quelle: EWI.

### Zusätzliche Nachfragereduktion für 40 % CO<sub>2</sub>-Reduktion im Stromsektor notwendig

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 auf 40 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Für den Stromsektor ist kein gesondertes Ziel definiert. Soll die Stromerzeugung proportional beitragen, müsste der CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 357 Mio. t in 1990 auf 214 Mio. t in 2020 verringert werden. Würde der Nettostromverbrauch jährlich um rund 1,8 % sinken, könnte diese Menge ceteris paribus erreicht werden.

### Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in 2022 um 0,3 bis 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub> pro TWh Nachfragereduktion

Die Analyse der verschiedenen Nachfrageentwicklungen zeigt, dass in 2022 jede TWh an Nachfragereduktion für eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Ersparnis von 0,3 bis 0,4 Mio. t sorgt. Die Vermeidung einer TWh Stromverbrauch verringert den Einsatz konventioneller Kraftwerke. Sie kann aber auch zu höheren Exporten führen, z.B. in Situationen in denen überschüssige Stromerzeugung vom deutschen Markt nicht mehr aufgenommen wird.

### Stärkere Wirkung des Kernenergieausstiegs bei höherer Nachfrage

Es wird angenommen, dass alle deutschen Kernkraftwerke im Jahr 2022 außer Betrieb sind. Bis 2020 sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die zunehmenden Kapazitäten an Erneuerbaren. Trotz des weiteren Ausbaus der EE-Technologien zwischen 2020 und 2022 sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht, da neben den Erneuerbaren auch Braun- und Steinkohlekraftwerke die fehlende Erzeugung aus Kernkraft ersetzen. Je höher die Nachfrage in 2022 ist, umso stärker steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Folge des Kernenergieausstiegs. Mit steigender Nachfrage steigt der Anteil, mit dem Braun- und Steinkohlekraftwerke den Strom aus Kernkraftwerken ersetzen.

## 5.1.3 Wirtschaftlichkeit

### Höhere Kosten bei höherer Nachfrage

Abbildung 36 illustriert die Gesamtkosten des Stromsystems für 2022 im Zielszenario bzw. im Szenario mit konstanter Nachfrage (links: in absoluter Höhe, rechts: bezogen auf eine kWh). Ist die Nachfrage konstant, betragen die jährlichen Gesamtsystemkosten rund 65,2 Mrd. Euro, etwa 2,8 Mrd. Euro mehr als im Zielszenario. Erstens erfordert die höhere Nachfrage wie gesehen einen höheren Brennstoffeinsatz, zweitens werden teurere Kraftwerke in der Merit Order genutzt und drittens sind die Nettoexporterlöse geringer als im Zielszenario. Bei der Bestimmung wurden eventuell anfallende Kosten für die Reduktion der Stromnachfrage nicht betrachtet. Diese müssen mit der Veränderung der deutschen Stromsystemkosten verrechnet werden.

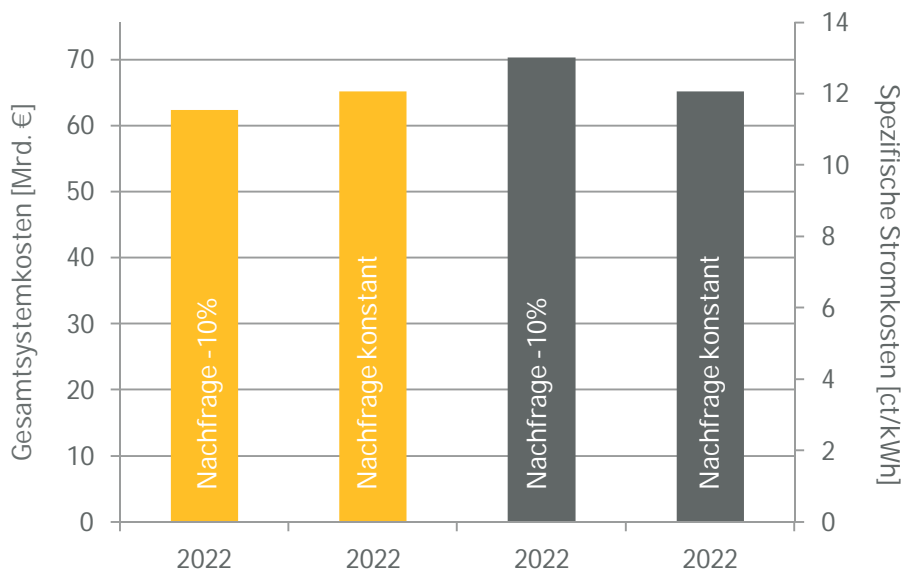


ABBILDUNG 36: GESAMTE UND SPEZIFISCHE SYSTEMKOSTEN BEI ZIELSZENARIO UND KONSTANTER NACHFRAGE

Quelle: EWI.

#### Geringere spezifische Stromkosten bei konstanter Nachfrage

Die spezifischen Stromkosten in 2022 sind bei konstanter Nachfrage um etwa 0,9 ct/kWh niedriger als im Zielszenario. Bei höherer Nachfrage werden die fixen Systemkosten (z.B. EE-Investitionen) auf mehr Einheiten Strom umgelegt und konventionelle Kraftwerke besser ausgelastet (vgl. Abbildung 36).

#### 5.1.4 Versorgungssicherheit

Wird das Zielszenario hinsichtlich der Nachfrageentwicklung variiert, zeigen die Modellergebnisse weder bei konstanter Nachfrageentwicklung noch bei einem Nachfragewachstum von 1,0 % pro Jahr signifikante Effekte: Weder abgeschaltete EE-Erzeugung noch mögliche Versorgungslücken können identifiziert werden. Dieses Ergebnis begründet sich aus der Definition des Zielszenarios. In diesem wird ein Netzausbau entsprechend dem Ergebnisnetz des NEP 2012 angenommen, der selbst bei einer Nettostromnachfrage von 597 TWh in 2022 eine versorgungssichere Netzkapazität darstellt. Auch in Extremsituationen kommt es nicht zu einer Unterdeckung und Gefährdung der Versorgungssicherheit.

## 5.2 Risikofaktor Kraftwerksparkentwicklung

Aufgrund des von der Bundesregierung beschlossenen Ausstiegs aus der Stromerzeugung durch Kernenergie werden bis 2022 sukzessive die neun derzeit noch am Netz befindlichen Kernkraftwerke abgeschaltet. Gleichzeitig ist wegen der Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer

Energien wie Wind- und PV-Anlagen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine Absicherung der Erzeugungsleistung mittels konventioneller Kraftwerke notwendig. Diese sehen sich allerdings einem steigenden Investitionsrisiko, durch möglicherweise geringere Auslastung und damit einer potentiellen Verschlechterung der Erlössituation, gegenüber. Verschärft wird die Problematik dadurch, dass auch die Erlössituation der Bestandskraftwerke zu einer frühzeitigen Stilllegung führen könnte. Insbesondere in Regionen mit begrenzten Übertragungskapazitäten kann dies zu Versorgungsengpässen führen.

Für die zu untersuchenden Variationen ergeben sich dadurch zwei Hauptstränge: Die schrittweise Reduktion der konventionellen Kapazitäten in Gesamtdeutschland sowie die Reduktion der Erzeugungskapazität in Süddeutschland. Die strukturelle Entwicklung der konventionellen Kapazität ist in Abbildung 37 abgebildet, wobei ab 2016 der Kraftwerkspark in geplante Kraftwerke, Ersatzkraftwerke nach Netzentwicklungsplan sowie verschiedene Zeiträume für die Inbetriebnahme von Kraftwerken aufgeschlüsselt wird. Neubauten summieren sich in 2022 auf 17 GW, während 16 GW Kapazität ein Inbetriebnahmejahr vor 1988 besitzt.

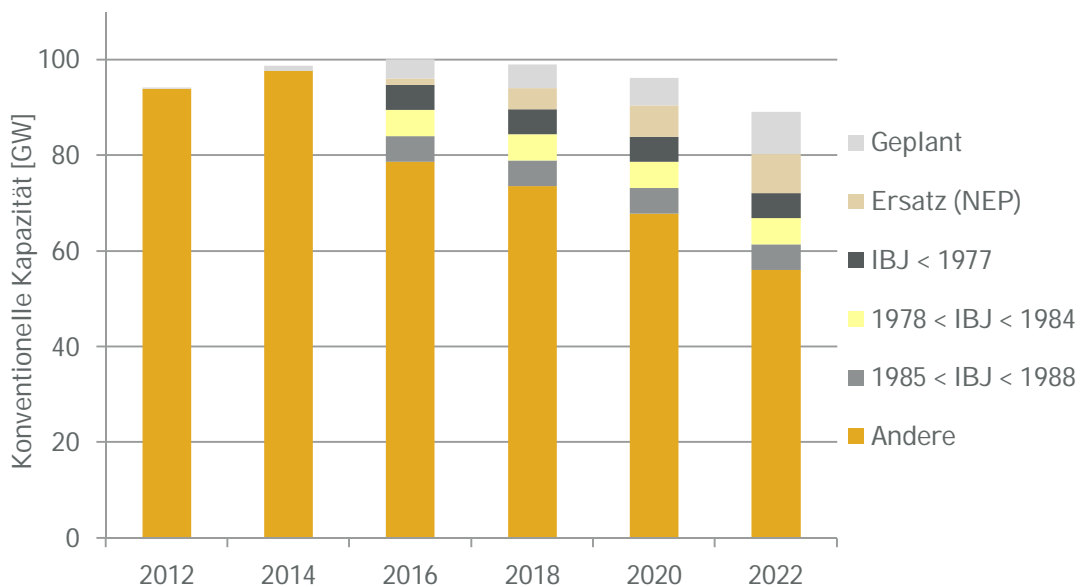


ABBILDUNG 37: STRUKTUR KONVENTIONELLE ERZEUGUNGSKAPAZITÄT

Quelle: EWI.

Um der Vielzahl möglicher Entwicklungen gerecht zu werden, werden die Zubauten in verschiedenen Simulationen variiert (vgl. Tabelle 5). Dabei wird in der ersten Variation zunächst die konventionelle Kapazität im Vergleich zum Zielszenario um alle bekannten Projekte, die im Netzentwicklungsplan Strom nicht berücksichtigt werden, erweitert. In den folgenden Variationen wird sukzessive die konventionelle Kapazität im Vergleich zum Zielszenario reduziert. Geplante Kraftwerke und Ersatzkraftwerke sind ausschließlich Gaskraftwerke,

wohingegen die Rückbauten durch die Auswahl über die Inbetriebnahmejahre größtenteils Steinkohlekraftwerke betreffen. Zusätzlich wird diese stufenweise Reduktion nochmals für Kraftwerke im Süden durchgeführt.

TABELLE 5: VARIATION KONVENTIONELLER KAPAZITÄT IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Variation Zubauten [GW]	2014	2016	2018	2020	2022
Zielszenario	99	100	99	96	89
Alle Bekannten	+5	+10	+14	+18	+17
Ohne Geplante	-1	-4	-5	-6	-9
Ohne Geplante oder Ersatz	-1	-5	-9	-12	-17
Ohne Geplante oder Ersatz/Rückbau < 1977	-1	-10	-15	-18	-22
Ohne Geplante oder Ersatz/Rückbau < 1984	-1	-16	-20	-23	-28
Ohne Geplante oder Ersatz/Rückbau < 1988	-1	-21	-26	-28	-33
Ohne Geplante oder Ersatz/Rückbau Kraftwerke im Süden IBJ < 1989	-1	-9	-13	-16	-21
Ohne Geplante oder Ersatz/Rückbau Gaskraftwerke im Süden IBJ < 2000	-10	-13	-14	-15	-18
Ohne Geplante oder Ersatz/Rückbau Gaskraftwerke im Süden IBJ < 2002	-12	-15	-16	-17	-20

Quelle: EWI.

### 5.2.1 Erzeugungsmix

#### Zubau geplanter Kraftwerke steigert Erzeugung aus Braun- und Steinkohle

Durch bessere Wirkungsgrade gegenüber dem Ausland steigen Exporte und verringern sich Importe. Gleichzeitig verdrängen die zugebauten Kohlekapazitäten die Erzeugung aus Gaskraftwerken. Abbildung 38 zeigt die Veränderungen der Erzeugung im Falle der Realisierung aller bekannten Planungen.

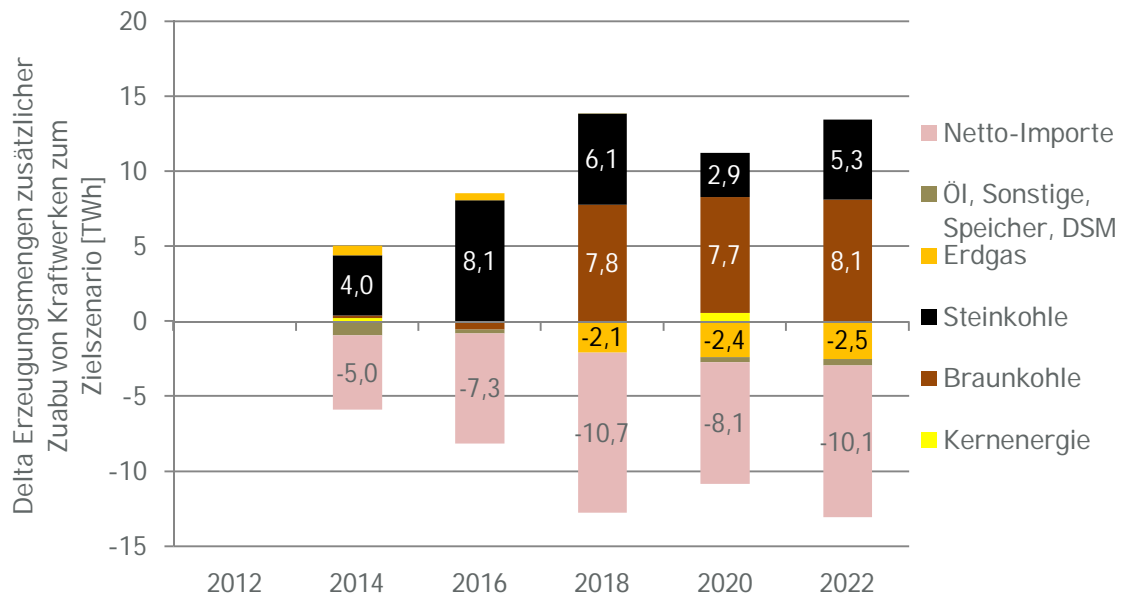


ABBILDUNG 38: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN ZUSÄTZLICHER ZUBAU VON KRAFTWERKEN IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

### Reduktion jeweiliger Erzeugung und Exportüberschuss bei Nicht-Realisierung und Rückbau

Werden geplante Kraftwerke bzw. Ersatzkraftwerke nicht gebaut, wird die verminderte Erzeugung aus Gas durch eine Reduktion der Exporte und eine Erhöhung der Importe kompensiert. Gleiche Effekte zeigen sich bei der Stilllegung von Kraftwerken. Die Kohleerzeugung geht zurück und der europäische Handel kompensiert die verminderte Erzeugung.

## 5.2.2 Umweltverträglichkeit

### Anstieg CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Zubau aller geplanten Kraftwerke

Abbildung 39 illustriert den zeitlichen Verlauf von in Deutschland anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor für verschiedene Kraftwerksszenarien. Da ein großer Teil der zusätzlich geplanten Kapazitäten Stein- und Braunkohlekraftwerke sind, steigt die Stromerzeugung durch diese Kraftwerkstypen erkennbar an. Die Verdrängung von Gas-Verstromung und die Erhöhung der Exportüberschüsse tragen dann zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland bei.

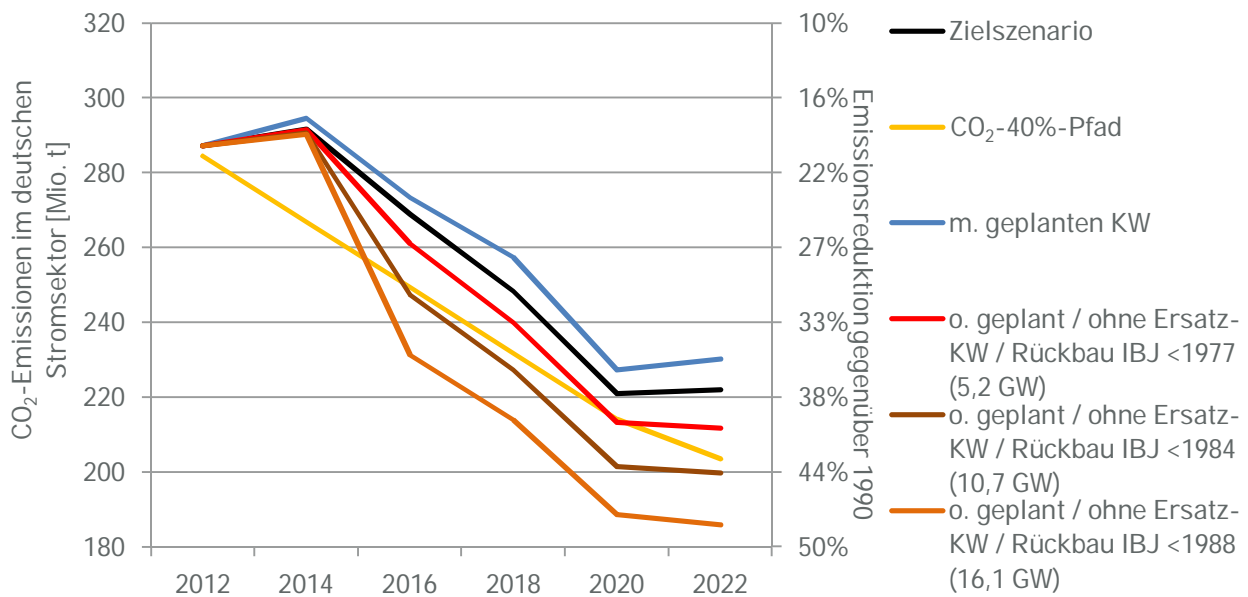


ABBILDUNG 39: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION KRAFTWERKSPARK

Quelle: EWI.

### Wenig Einfluss von Nicht-Realisierung oder Ersatz auf CO<sub>2</sub>-Emissionen

Gaskapazitäten weisen unter den gewählten Annahmen eine geringe Auslastung auf. Sind weniger Gaskapazitäten verfügbar, ändert sich demnach die Gas-Erzeugungsmenge nicht wesentlich und die Wirkung auf CO<sub>2</sub>-Emissionen bleibt gering.

### Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Rückbau von Kohlekraftwerken

Durch Rückbau von Kohlekraftwerken werden die Erzeugung aus Steinkohle und infolgedessen CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert. Es wird weniger exportiert wodurch ausländische Kraftwerke größere Einsatzzeiten haben und möglicherweise dort vermehrt CO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen.

### 5.2.3 Versorgungssicherheit

Die Kraftwerksparkentwicklung kann sich in zwei Formen ungünstig auf die Versorgungssicherheit auswirken. Erstens kann nicht genügend Kapazität zur Spitzenlastdeckung vorhanden sein. Zweitens kann eine regional ungünstig verteilte Kapazität dazu führen, dass trotz nationaler Spitzenlastdeckung regionale Unterdeckungen durch Netzengpässe auftreten. Abbildung 40 illustriert mögliche Entwicklungen der installierten Kapazität konventioneller Kraftwerke.



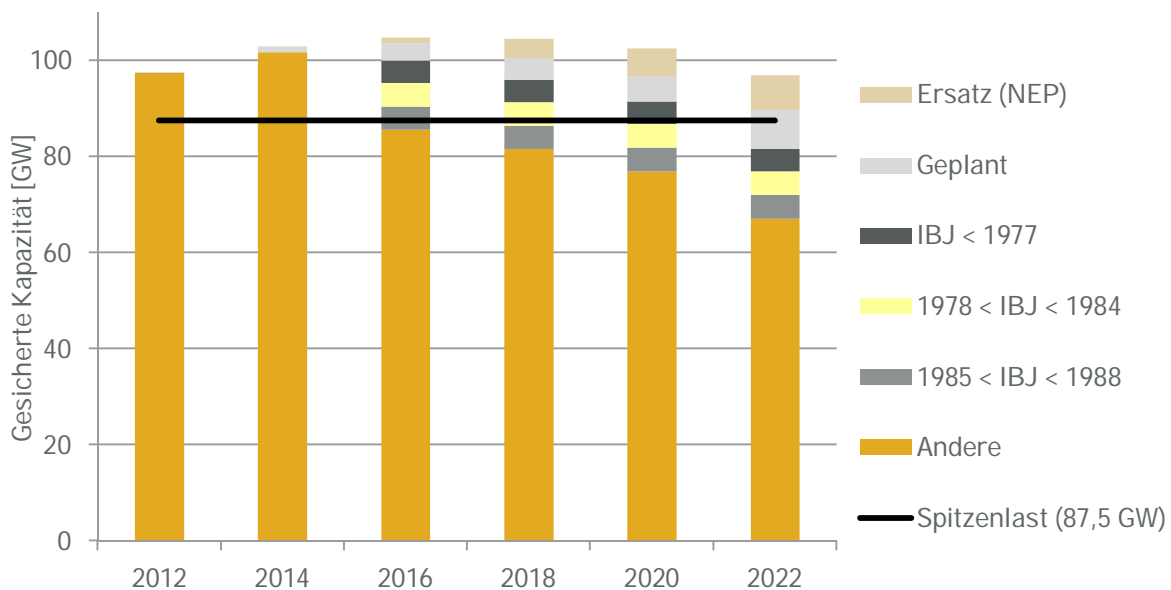


ABBILDUNG 40: ENTWICKLUNG GESICHERTE KAPAZITÄT

Quelle: EWI.

### Unterdeckung der nationalen Spitzenlast ohne geplante Kraftwerke oder Ersatzkraftwerke in 2022

Würden keine Kapazitäten zugebaut, käme es ab 2022 zu einer Unterdeckung der nationalen Spitzenlast (2010) mit deutschen Kapazitäten.<sup>1</sup> Werden zusätzlich Kraftwerke zurückgebaut, steigt das Risiko einer Unterdeckung weiter. In durchschnittlichen Situationen mit normaler Last kommt es durch die Erneuerbaren-Einspeisung und Importmöglichkeiten nicht zu kritischen Situationen. Steigt jedoch die Last und fallen Erneuerbare und das Ausland weg, kommt es zur Unterdeckung.

### Keine Auswirkung regional ungünstiger Kapazitätsverteilung bei NEP-Maßnahmen

Probleme mit der Lastdeckung ergeben sich bei Betrachtung des Risikofaktors Kraftwerkspark durch fehlende Kapazität und nicht durch die regional ungünstige Verteilung. In der analysierten Situation mit einer Reduktion der vorhandenen Kapazitäten im Süden, ergeben sich keine Besonderheiten. Die regionale Versorgungssicherheit wird durch den Netzausbau gewährleistet.

<sup>1</sup> Annahme: 90 % Verfügbarkeit für konventionelle Kraftwerke, Biomasse, Laufwasser und Speicher. Wind- und PV-Kapazitäten werden mit einer gesicherten Kapazität von 0 % angenommen. Die Annahme zur Spitzenlast entstammt der Herleitung der Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan 2012.

#### 5.2.4 Wirtschaftlichkeit

##### Anstieg Gesamtsystemkosten bei zusätzlichem Zubau

Die jährlichen Gesamtsystemkosten steigen mit zusätzlichem Zubau um ca. 2 Mrd. € in den Jahren 2018 bis 2022. Für die spezifischen Stromkosten bedeutet dies eine Steigerung von 0,4 bis 0,45 ct/kWh.

##### Geringere Gesamtsystemkosten bei weniger Zu- oder Rückbau

Durch wegfallende Kapitalkosten sind die Gesamtsystemkosten um 0,3 bis 1,4 Mrd. € geringer. Wird nicht zugebaut oder ersetzt, kommt es zu einer Ersparnis von ca. 1,4 Mrd. € in 2022. Werden zusätzlich Kraftwerke rückgebaut, geht die Einsparung wieder zurück, da nun Erzeugung aus dem Ausland importiert werden muss. Gleichzeitig wirkt sich ein Rückbau von Kapazitäten negativ auf die nationale Spitzenlastabsicherung aus.

### 5.3 Risikofaktor Erneuerbare Energien

Beim Risikofaktor Erneuerbare Energien werden die Ausbaupfade von Photovoltaik, On- und Offshore-Wind variiert.

#### 5.3.1 Photovoltaik

Der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen übertrifft seit Jahren die Prognosen. Mit den Änderungen am EEG im Jahr 2012 wurde aus diesem Grund erstmals eine Obergrenze für die insgesamt förderbare installierte Kapazität auf 52 GW festgelegt.<sup>1</sup> Kommt es zu einer „Netzparität“ von PV-Stromerzeugung für private Verbraucher in den kommenden Jahren, d.h. sinken die Produktionskosten unter den Endkundenpreis inkl. aller Abgaben, ist es jedoch fraglich, ob die eingeführte Förderungsgrenze tatsächlich zu einer Verminderung der Zubauten führen wird. Der in Anlehnung an den NEP angenommene Ausbau auf 54 GW in 2022 entspricht einer jährlichen Zunahme der installierten Kapazität um etwa 2,6 GW. In den letzten beiden Jahren (2009 bis 2011) wurden durchschnittlich 7,2 GW neue PV-Anlagen in Betrieb genommen. Wie in Abbildung 41 dargestellt umfasst die berücksichtigte Bandbreite auch diesen historischen Ausbaupfad.

---

<sup>1</sup> EEG §20b Abs. 9a.

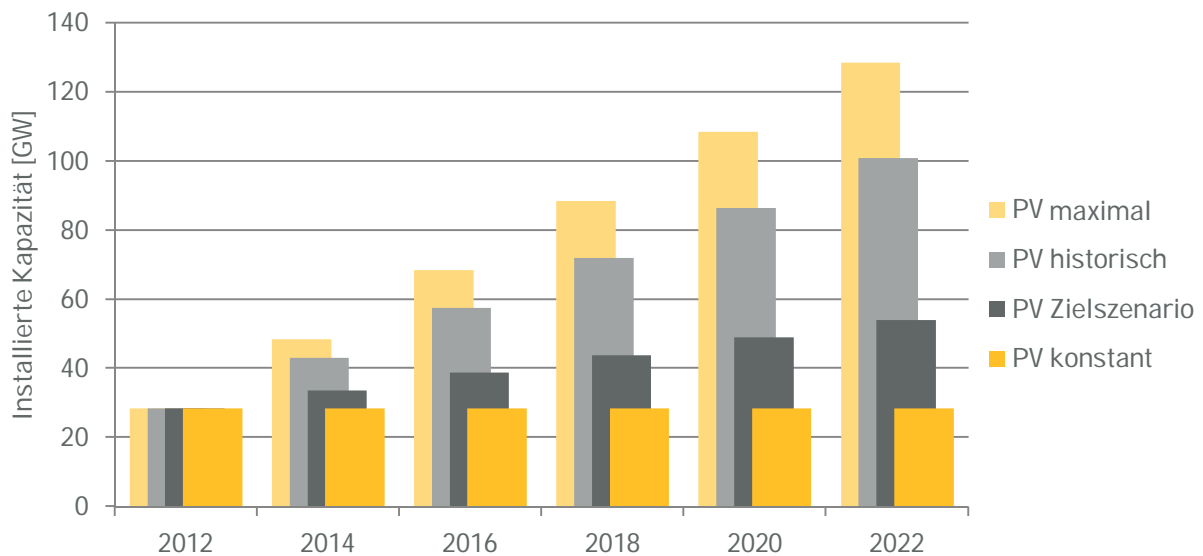


ABBILDUNG 41: UNTERSUCHTE BANDBREITE DES ZUBAUS AN PV-KAPAZITÄTEN

Quelle: EWI.

Als untere Grenze wird ein vollständiger Verzicht auf einen weiteren Zubau angenommen. Als Obergrenze eines möglichen Ausbaus wird für PV-Kapazitäten von Neubauten in Höhe von 10 GW pro Jahr ausgegangen. Innerhalb dieser Bandbreite wurden die Ausbaupfade von 1, 3, 4 sowie 6, 8 und 10 GW p.a. simuliert.<sup>1</sup>

### 5.3.1.1 Erzeugungsmix

Eine Variation der Entwicklung der installierten Kapazität an Photovoltaik-Anlagen hat deutliche Auswirkungen auf das deutsche Stromsystem sowohl im Hinblick auf die inländische Strombereitstellung als auch bezüglich des Stromaustauschs mit dem Ausland. Abbildung 42 illustriert die zu erwartenden Veränderungen, sollte sich der jährliche Zubau auf 5 GW statt der im Zielszenario angenommenen 2,6 GW belaufen. Dies entspricht ungefähr einer Verdopplung des politischen Ausbaupfades.

<sup>1</sup> Mit Ausnahme des 2 GW p.a.-Pfades.

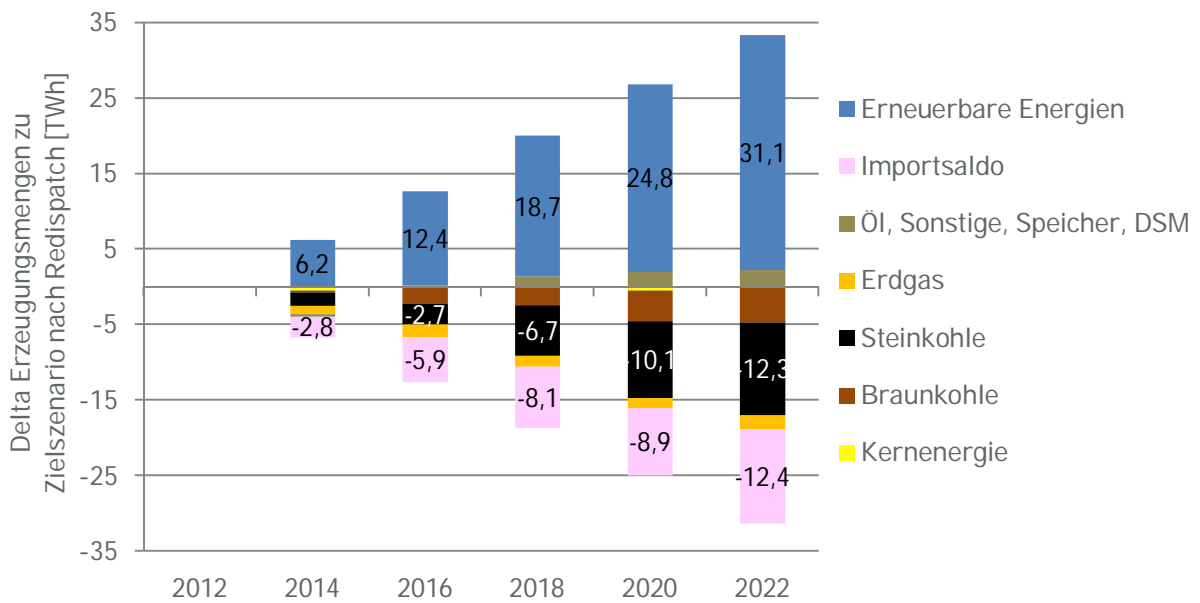


ABBILDUNG 42: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN 5 GW ZUBAU AN PV-KAPAZITÄT PRO JAHR IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

### Vermehrte Stromerzeugung aus Photovoltaik verdrängt Kohlekraftwerke

Die 35 GW zusätzlich installierten Kapazitäten von PV in 2022 erzeugen 31 TWh. Dies führt zu einer deutlichen Reduktion der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken und in deutlich geringerem Maß zu einer Verringerung der Betriebsstunden von Braunkohle- und Gaskraftwerken. Braunkohlekraftwerke erzeugen bei den angenommenen Brennstoffpreisen zumeist günstiger als Steinkohlekraftwerke. Die vornehmlich in Zeiten erhöhter Nachfrage einspeisenden PV-Anlagen verdrängen damit zunächst Steinkohlekraftwerke und verursachen nur vereinzelt eine Absenkung der Braunkohlestromerzeugung.

### Zubau von Photovoltaik führt zu mehr Exporten

Ebenfalls eine spürbare Veränderung im Vergleich zum Zielszenario erfährt der Importsaldo. Stromimporte reduzieren sich zwar lediglich um etwa 3 TWh, die Exporte steigen jedoch um etwa 9 TWh, was etwa 29 % der zusätzlichen Stromerzeugung aus Photovoltaik entspricht. Die Veränderung des Importsaldos in Höhe von etwa 12 TWh beträgt in etwa 40 % der veränderten PV-Einspeisung. Abbildung 43 illustriert die Effekte zusätzlicher Stromerzeugung aus Photovoltaik auf den Außenhandel. Die angegebenen Werte beziehen sich jeweils auf die Veränderung im Vergleich zu konstanter installierter Kapazität auf dem Niveau von 2012.

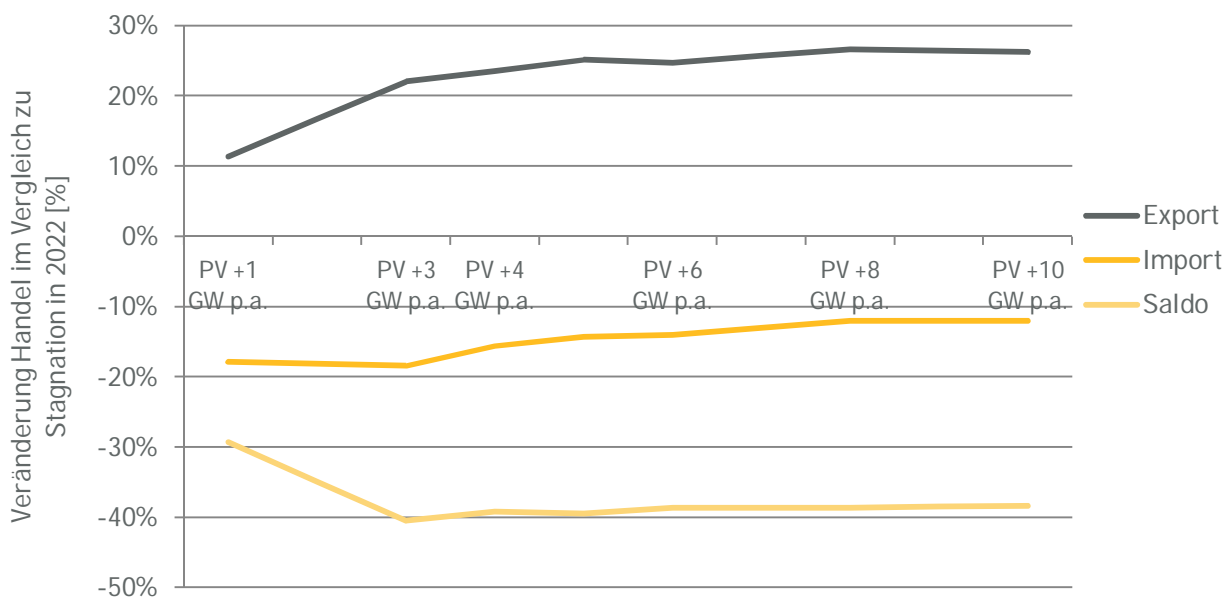


ABBILDUNG 43: VERÄNDERUNG VON IM- UND EXPORTEN IN 2022 DURCH ZUSÄTZLICHE PV-KAPAZITÄT

Quelle: EWI.

Ein weiterer Ausbau von PV-Anlagen führt zunächst lediglich zu geringen zusätzlichen Exporten (etwa 11 % bei 1 GW jährlichem Zubau). Mit zunehmender Erzeugung stabilisiert sich der Anteil der zusätzlichen Erzeugung, der ins Ausland exportiert wird, bei etwa 25 %. Der Effekt von PV auf Stromimporte ist dagegen abnehmend. Zunächst verdrängen etwa 18 % der zusätzlichen Stromerzeugung Importe. Dieser Wert sinkt jedoch bis auf etwa 12 %. Zusätzliche Stromproduktion von Photovoltaikanlagen reduziert den Stromimport also nur noch geringfügig. Die Veränderung des Exportsaldos stabilisiert sich ab etwa 3 GW jährlichem Zubau auf 40 % der zusätzlichen Erzeugung.

#### Photovoltaik-Ausbau beeinflusst zunächst Spitzenlastkraftwerke

Abbildung 44 illustriert die Auswirkungen zusätzlicher PV-Kapazitäten auf die Stromerzeugung mittels Braun-/Steinkohle und Erdgas jeweils im Vergleich zu einer Stagnation der installierten Leistung von PV. PV-Einspeisung greift zunächst vor allem in die Stromerzeugung aus Spitzenlastkraftwerken ein. Dies liegt an den vornehmlichen Einsätzen von Erdgaskraftwerken zur Mittagszeit in Folge hoher Nachfrage. Zu diesen Zeiten ist aber auch die Stromerzeugung aus PV besonders hoch. Folglich reduziert sich bei niedrigen Ausbaupfaden zunächst die hohe residuale Last (Stromnachfrage minus Erzeugung aus erneuerbaren Energien) und somit die Stromerzeugung aus Spitzenlastkraftwerken. Grundlastkraftwerke wie Braunkohle sind weniger stark betroffen. Mit höheren Ausbaupfaden sinkt dann der relative Einfluss auf die Spitzenlastkraftwerke und der Anteil der verdrängten Mittellastkraftwerke nimmt zu. Mit zunehmendem Ausbau zeigt sich ein stabiler Zusammenhang bei der Reduktionswirkung. So stabilisieren sich ab einem Ausbaupfad von 3 GW p.a. die Reduktionen von Erzeugung aus Erdgas bei 10 %, von Steinkohle bei nahe 40 % und von Braunkohle bei ungefähr 16 %.

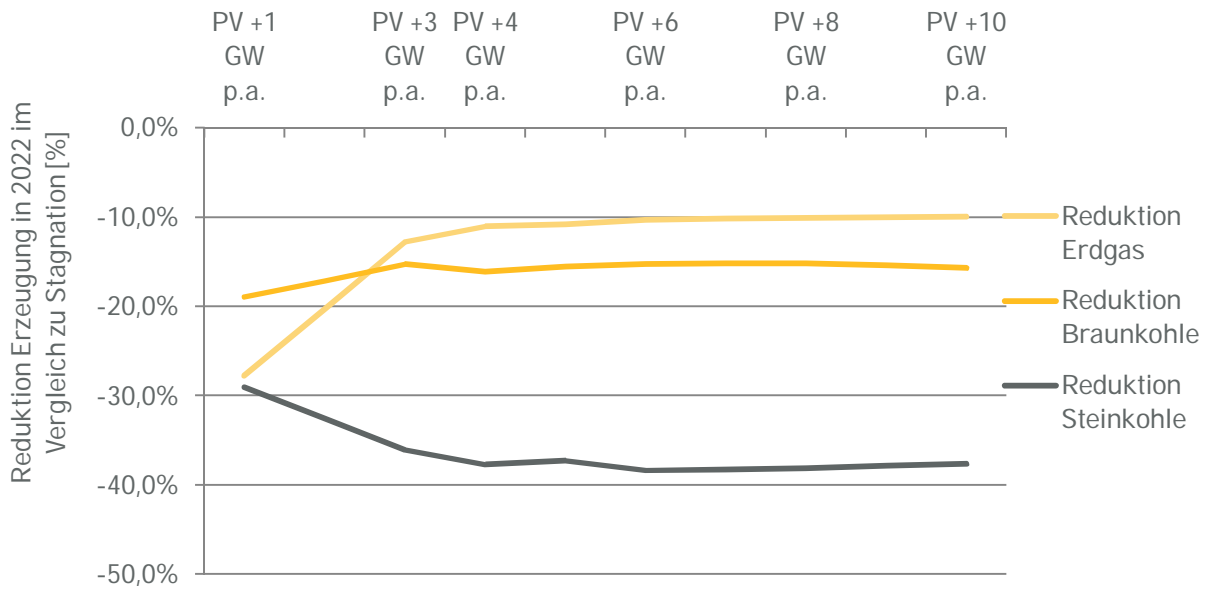


ABBILDUNG 44: ANTEILIGE VERDRÄNGUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE DURCH PV-KAPAZITÄTEN IN DEUTSCHLAND IN 2022.

Quelle: EWI.

### 5.3.1.2 Umweltverträglichkeit

Abbildung 45 zeigt die Auswirkungen verschiedener Ausbauszenarien von Photovoltaik auf die in Deutschland emittierten CO<sub>2</sub>-Mengen.

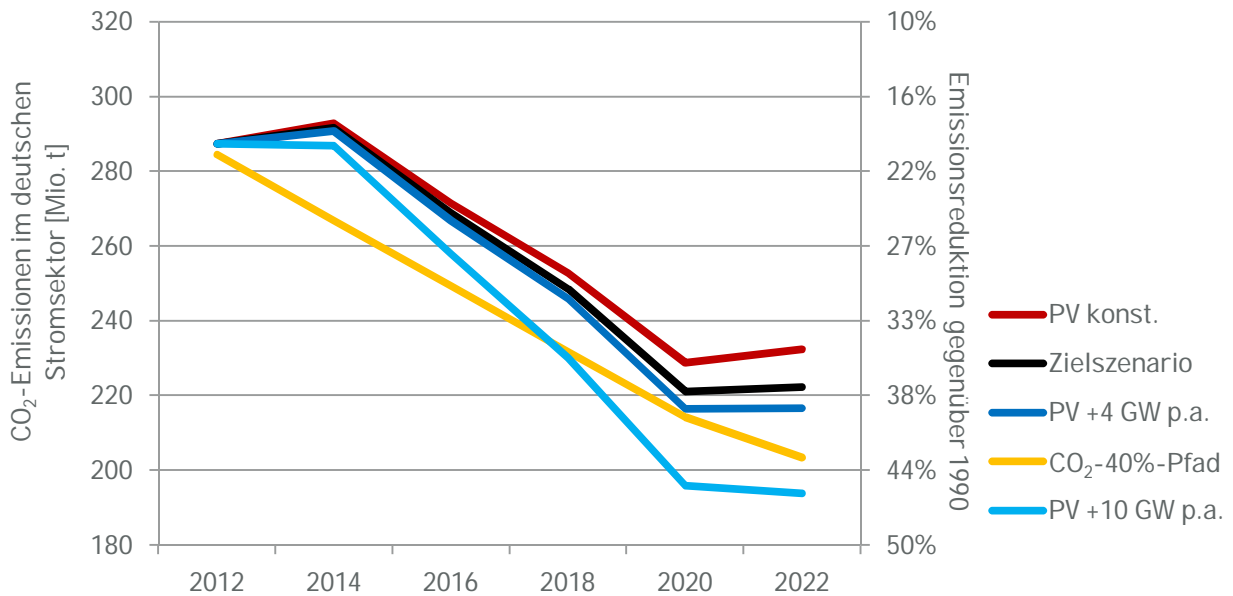


ABBILDUNG 45: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION PV-ZUBAU

Quelle: EWI.

### Reduktion von 40 % CO<sub>2</sub>-Emissionen in 2020 macht Ausbau von 4 GW p.a. notwendig

Zur Erreichung einer Reduktion um 40 %, was einer proportionalen Erfüllung im Stromsektor entspricht, ist ein jährlicher Ausbau von etwa 4 GW notwendig. Dies liegt deutlich über dem im Zielszenario angenommenen Ausbau von etwa 2,6 GW, liegt aber unter dem in den letzten Jahren beobachteten Zuwachs.

### Reduktion von 3-4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland in 2022 bei zusätzlichem Zubau von 1 GW p.a.

Eine Variation der Zubaupfade von 1 GW pro Jahr hat im Jahr 2022 eine Veränderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland in Höhe von 3,5 bis 4,5 Mio. t zur Folge. Dies entspricht einer Reduktion im Vergleich zum ursprünglichen Pfad um etwa 2 % bzw. 1 %-Punkte. Der Effekt ist nahezu konstant über alle betrachteten Ausbauvarianten.

#### 5.3.1.3 Wirtschaftlichkeit

### Zusätzliche Erzeugung durch Photovoltaik kann Kapitalkosten der Investitionen nicht kompensieren

Für eine zusätzliche Installation von Photovoltaik-Anlagen um 1 GW pro Jahr (insgesamt 10 GW höhere Kapazität in 2022) fallen im Betrachtungszeitraum kumuliert zusätzliche (annuisierte) Kosten in Höhe von 8,5 Mrd. € bis 2022 an. Diesen Kapitalkosten stehen lediglich zwischen 8 bis 12 % Einsparungen durch bspw. verminderten Brennstoffeinsatz konventioneller Kraftwerke gegenüber. Damit führt ein Großteil der zu tätigen Investitionen direkt zu einem Anstieg der Gesamtsystemkosten.

### Kosten für Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland mittels PV bei 370 bis 450 € pro t CO<sub>2</sub>

Durch einen Vergleich der durch einen vermehrten Zubau von PV entstehenden Kosten mit der zugleich erzielten CO<sub>2</sub>-Minderung in Deutschland lassen sich die spezifischen Kosten für die Reduktion bestimmen. Diese belaufen sich auf 370 bis 450 € pro nicht emittierter Tonne CO<sub>2</sub>, wobei die Kosten mit zunehmendem Ausbaupfad sinken. Zusätzliche Kosten- und CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch Verdrängung ausländischer Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken finden dabei keine Berücksichtigung. Auffällig ist eine Abnahme der Zusatzkosten pro Tonne CO<sub>2</sub> bei einer Zunahme der installierten Kapazität an Photovoltaik.<sup>1</sup> Dies resultiert aus einer zunehmenden Verdrängung von Mittel- und zum Teil auch Grundlastkraftwerken. Bei geringeren installierten Kapazitäten wird dagegen vor allem emissionsarme Stromerzeugung von Gaskraftwerken verdrängt.

---

<sup>1</sup> Mögliche Zusatzkosten über den Verteilnetzausbau im Zielszenario sind dabei nicht berücksichtigt.

5.3.1.4 Versorgungssicherheit

**Kein signifikanter Anstieg von Abschaltungen selbst bei massivem Ausbau von Photovoltaik**

Aufgrund der hohen Korrelation von Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen und der Stromnachfrage kommt es selbst bei hohen installierten Kapazitäten nicht zu systematischen Abschaltungen von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Übertragungsnetz.<sup>1</sup> Auch wenn die potentielle Einspeisung die in Deutschland zu beobachtende Stromnachfrage übersteigt, kann der erzeugte Strom in der Regel über die Kuppelkapazitäten ins Ausland exportiert werden. Aufgrund der vergleichsweise geringen Stromerzeugung aus Sonnenergie in den europäischen Nachbarstaaten ist zudem mit Nachfrage aus dem Ausland in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung zu rechnen.

5.3.2 Onshore-Wind

Die installierte Kapazität von Onshore-Windanlagen verzeichnet seit Jahren einen konstanten jährlichen Zuwachs im Bereich von 1,7 bis 1,9 GW. Darunter fallen sowohl Neubauten als auch Retrofit-Maßnahmen. Die im NEP angenommene Entwicklung von durchschnittlich 1,7 GW entspricht damit in etwa einer konstanten Fortschreibung vergangener Werte. Bei der Variation des Ausbaupfades wird als untere Grenze ein vollständiger Verzicht auf einen weiteren Zubau angenommen. Als Obergrenze eines möglichen Ausbaus wird für Onshore von Neubauten in Höhe von 10 GW pro Jahr ausgegangen. Analysiert wurden die Ausbaupfade von 1 bis 4 sowie 6, 8 und 10 GW p.a. Abbildung 46 zeigt die Bandbreite der analysierten möglichen Zubauten von Onshore-Wind.

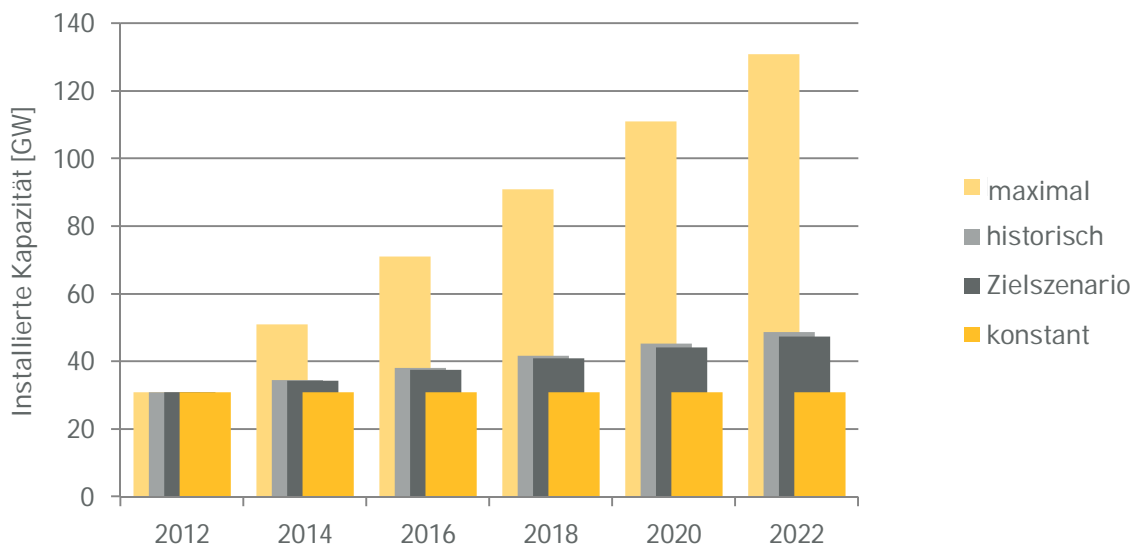


ABBILDUNG 46: UNTERSUCHTE BANDBREITE DES ZUBAUS AN ONSHORE-WINDKAPAZITÄTEN

Quelle: EWI.

<sup>1</sup> Die Betrachtung beschränkt sich dabei auf das Übertragungsnetz. Mögliche Auswirkungen auf die Verteilnetze werden nicht untersucht.



5.3.2.1 Erzeugungsmix

Abbildung 47 zeigt beispielhaft die Veränderung der Erzeugungsstruktur im deutschen Strommarkt im Falle eines Ausbaus an Onshore-Wind in Deutschland in Höhe von 3 GW pro Jahr im Vergleich zum Zielszenario mit 1,7 GW Ausbau p.a.

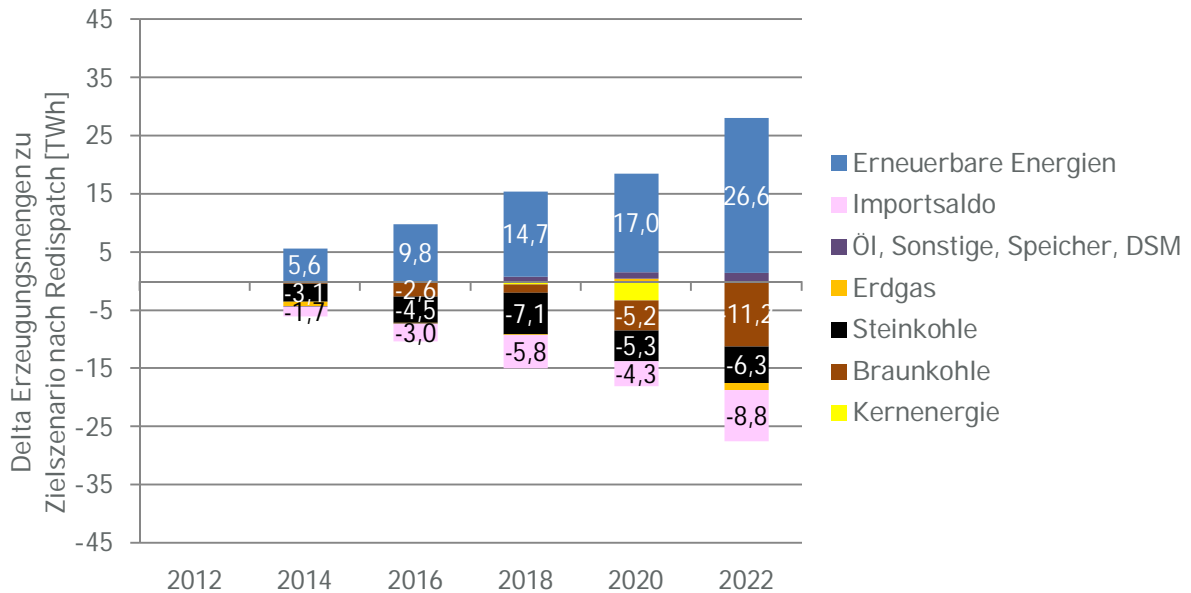


ABBILDUNG 47: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN 3 GW ZUBAU AN ONSHORE-WINDKAPAZITÄT PRO JAHR IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Großer Einfluss auf Braun- und Steinkohle

Die im Beispiel pro Jahr angenommene zusätzlich zugebaute Kapazität von etwa 1,3 GW (plus 13 GW in 2022) resultiert in einer höheren Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Höhe von 26,6 TWh in 2022. Diese wird zu über 42 % ausgeglichen durch eine verminderte Stromproduktion in Braunkohlekraftwerken (-11,2 TWh). Steinkohlekraftwerke verlieren rund 24 % ihrer Erzeugungsleistung (-6,3 TWh). Zudem ändert sich das Handelssaldo aufgrund steigender Exporte und sinkender Importe um 8,8 TWh. Abbildung 48 verdeutlicht die Auswirkungen zusätzlicher Onshore-Windanlagen auf die Stromerzeugung mittels Braunkohle, Steinkohle und Erdgas jeweils im Vergleich zu einer Stagnation der installierten Leistung.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Leerstellen wurden durch Interpolation ermittelt

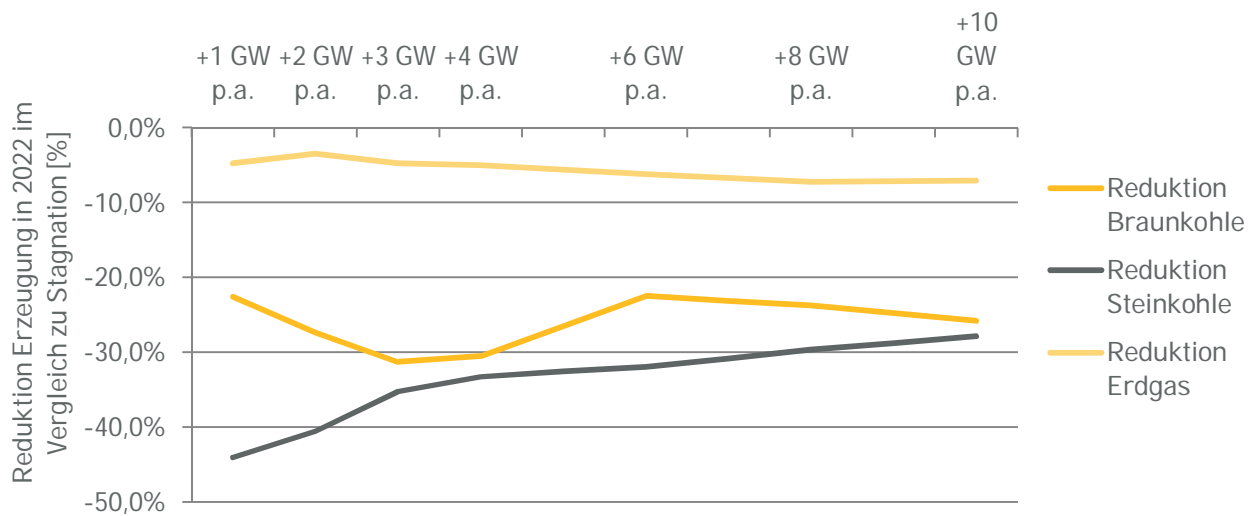


ABBILDUNG 48: ANTEILIGE VERDRÄNGUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE DURCH ONSHORE-WIND IN 2022

Quelle: EWI.

### 5.3.2.2 Umweltverträglichkeit

#### Sinkender CO<sub>2</sub>-Effekt in Deutschland bei Zubauten über 2 GW p.a.

Abbildung 49 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland im Stromsektor im Zeitverlauf unter der Annahme unterschiedlicher Ausbaupfade von Onshore-Wind.

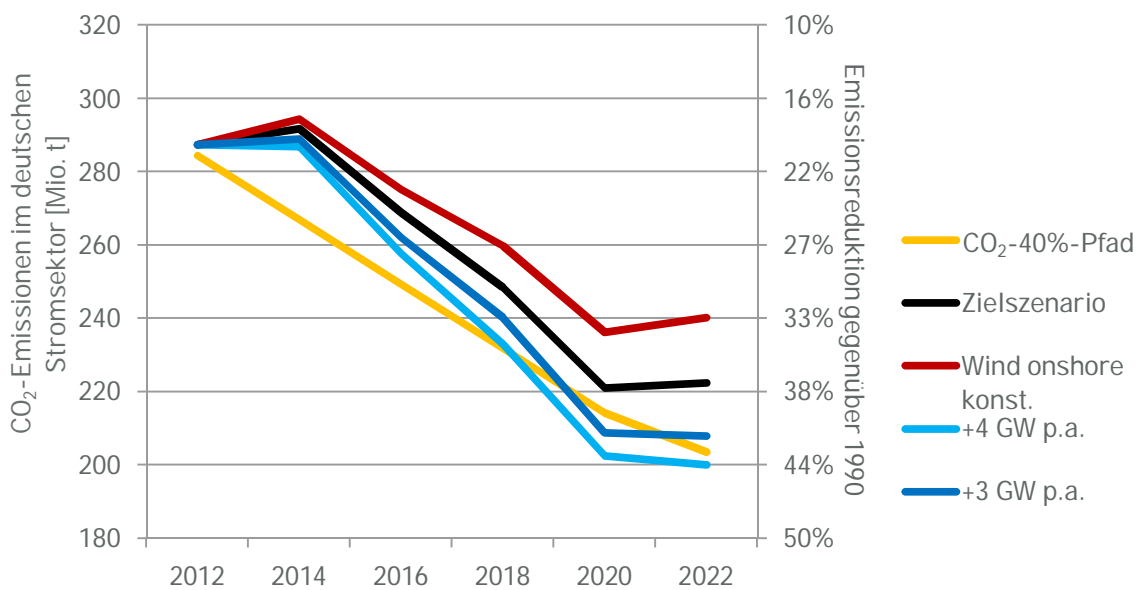


ABBILDUNG 49: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION ONSHORE-ZUBAU

Quelle: EWI.

Abbildung 50 zeigt den Effekt zusätzlicher installierter Kapazitäten in 2022 im Vergleich zu den Pfaden mit geringerer Ausbaumenge.<sup>1</sup> Können bei einem jährlichen Zubau von 1 GW im Vergleich zu einer Stagnation der installierten Kapazität noch etwa 11 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2022 eingespart werden, erzielt eine Steigerung des Ausbaus von 3 auf 4 GW p.a. lediglich eine CO<sub>2</sub>-Ersparnis von etwa 8 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2022.

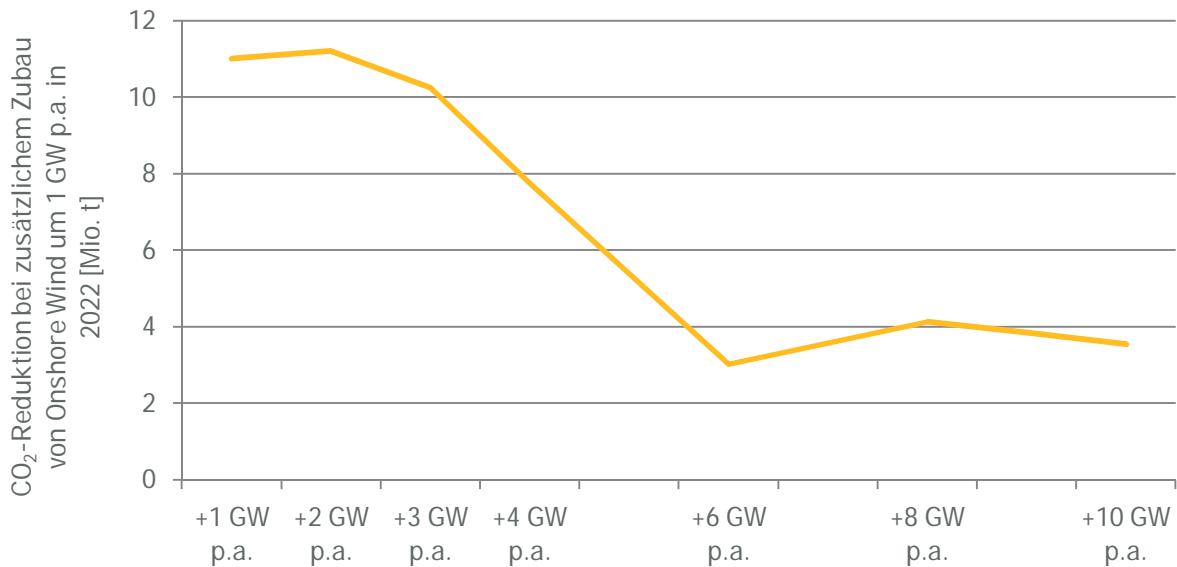


ABBILDUNG 50: CO<sub>2</sub>-REDUKTION ZUSÄTZLICHER ONSHORE-WINDKAPAZITÄTEN IN 2022

Quelle: EWI.

Mit ansteigender Leistung der Windkraftanlagen bis zu einem Zubaupfad von 6 GW p.a. ergibt sich damit eine relativ abnehmende Wirkung auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland. Ab dieser Zubaureate pendelt sich die CO<sub>2</sub>-Reduktion bei ungefähr 4 Mio. t pro Variation von 1 GW p.a. (entspricht bis 2022 Zubau von 10 GW) ein. Dies liegt vor allem an der zunehmenden Abschaltung erneuerbarer Energien. Abbildung 51 illustriert die Entwicklung der Abschaltungsmengen in 2022 bei zunehmendem Ausbau von Onshore-Wind. Bei mäßigem Ausbau müssen keine Windräder systematisch außer Betrieb genommen werden. Ab einem jährlichen Zubau von 2 GW p.a. ist jedoch mit überproportional ansteigenden Abschaltungen zu rechnen.

<sup>1</sup> Leerstellen zwischen den Ausbaupfaden wurden durch lineare Interpolation ermittelt.

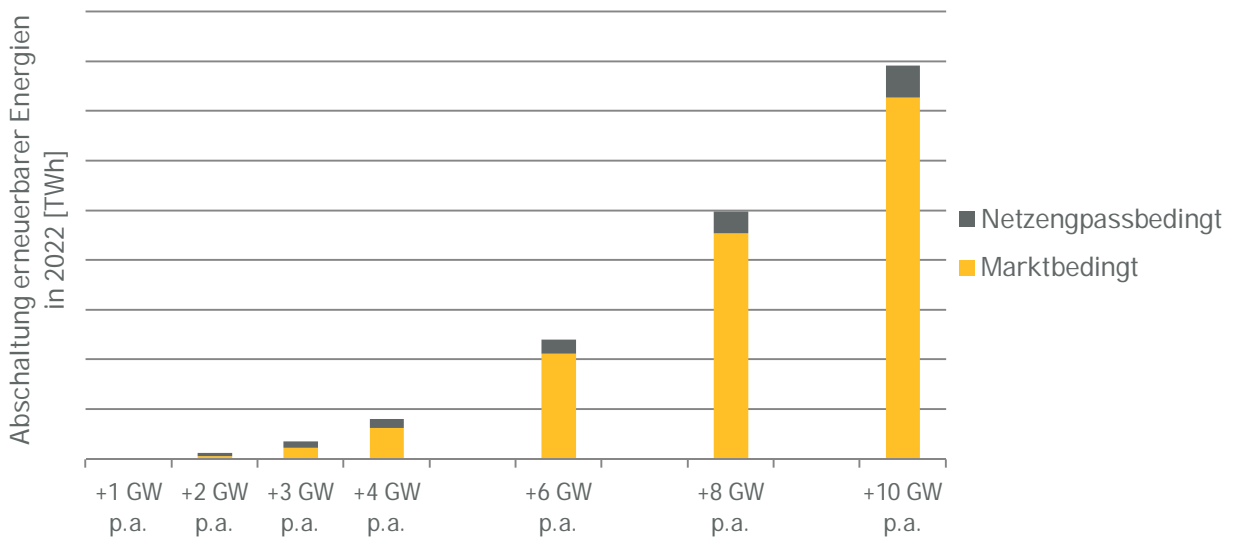


ABBILDUNG 51: ABSCHALTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN 2022 BEI VARIATION DES AUSBAUS VON ONSHORE-WIND  
Quelle: EWI.

Zwei Ursachen für eine Reduktion der Einspeisung aus erneuerbaren Energien können unterschieden werden: Marktbedingte Abschaltungen beziehen sich auf ein Stromüberangebot ohne Berücksichtigung innerdeutscher Netzengpässe. Diese Situation kann beispielsweise gegeben sein wenn sowohl die Kuppelleitungen ins Ausland vollständig ausgelastet sind als auch Speicher entweder bereits gefüllt oder an ihrer Leistungsgrenze betrieben werden. Sollte die restliche Stromproduktion aus EE die Stromnachfrage dennoch übersteigen, erfolgen Abschaltungen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Netzengpassbedingte Einspeisereduktionen werden immer dann notwendig, wenn das ermittelte Marktergebnis aufgrund von innerdeutschen Netzengpässen nicht erfüllt werden kann, beispielsweise Windstrom aus dem Norden den Süden Deutschlands nicht erreicht. In diesem Fall müssen konventionelle Kraftwerke durch Netzentlastung zum Nachteil der Erneuerbaren eingesetzt werden.

### 5.3.2.3 Wirtschaftlichkeit

#### Kosten für CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland zwischen 50 und 100 € pro t CO<sub>2</sub>

Zur Bestimmung der Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung in Deutschland wird der innerdeutsche CO<sub>2</sub>-Ausstoß mit den national anfallenden Kosten des Stromsystems verglichen. Vermiedene Treibhausgasemissionen und Kostensenkungen im Ausland werden nicht berücksichtigt. Für eine durch zusätzlich Onshore-Windkapazitäten induzierte Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes ergeben sich auf dieser Basis Kosten in Höhe von ungefähr 50 bis 100 € pro t CO<sub>2</sub> bei Ausbauraten von 1 bis 4 GW pro Jahr. Bei höheren Ausbaupfade steigen die Kosten aufgrund der vermehrten Erneuerbaren-Abschaltung dann wieder auf bis zu 200 € pro t CO<sub>2</sub>.

### Geringer Effekt vermehrten Zubaus von Onshore-Wind auf Gesamtsystemkosten

Der Zubau von Onshore-Windkraftanlagen beeinflusst die in Deutschland anfallenden Kosten der Stromversorgung nur geringfügig. Abbildung 52 veranschaulicht die kumulierten Gesamtsystemkosten bis 2022 für verschiedene Ausbaupfade.

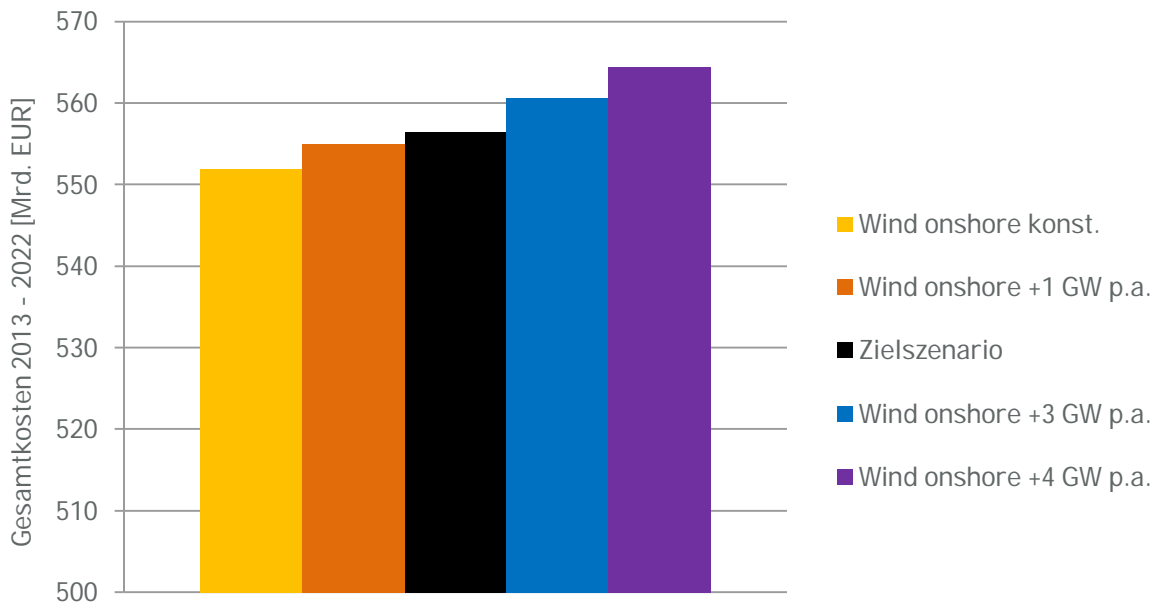


ABBILDUNG 52: KUMULIERTE GESAMTKOSTEN DES DEUTSCHEN STROMSYSTEMS BEI UNTERSCHIEDLICHEM AUSBAU VON ONSHORE-WIND

Quelle: EWI.

Die Kostendifferenz zwischen einer Stagnation der installierten Leistung an Onshore-Wind und einem starken Ausbau von 4 GW pro Jahr beträgt etwa 12,4 Milliarden Euro, was einer Kostensteigerung von rund 2,2 % entspricht. Den zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten in Kapazität stehen dabei die Ersparnis von Brennstoffkosten und zusätzliche Nettoexporterlöse gegenüber.

#### 5.3.2.4 Versorgungssicherheit

### Versorgungssicherheit selbst bei starkem Ausbau von Onshore-Wind nicht gefährdet

Trotz starker Zunahme fluktuierender Stromerzeugung im Falle eines verstärkten Ausbaus von Onshore-Wind ist nicht mit einer systematischen Gefährdung der Versorgungssicherheit zu rechnen. Bis ins Jahr 2020 ist im Falle eines Ausbaus von mehr als 2 GW p.a. zwar mit steigenden Kosten für netzentlastende Maßnahmen zu rechnen, Netzengpässe können jedoch durch Eingriffe in den Kraftwerksfahrplan behoben werden. Abbildung 53 zeigt die bei verschiedenen Ausbaupfaden auftretenden Redispatch-Kosten.

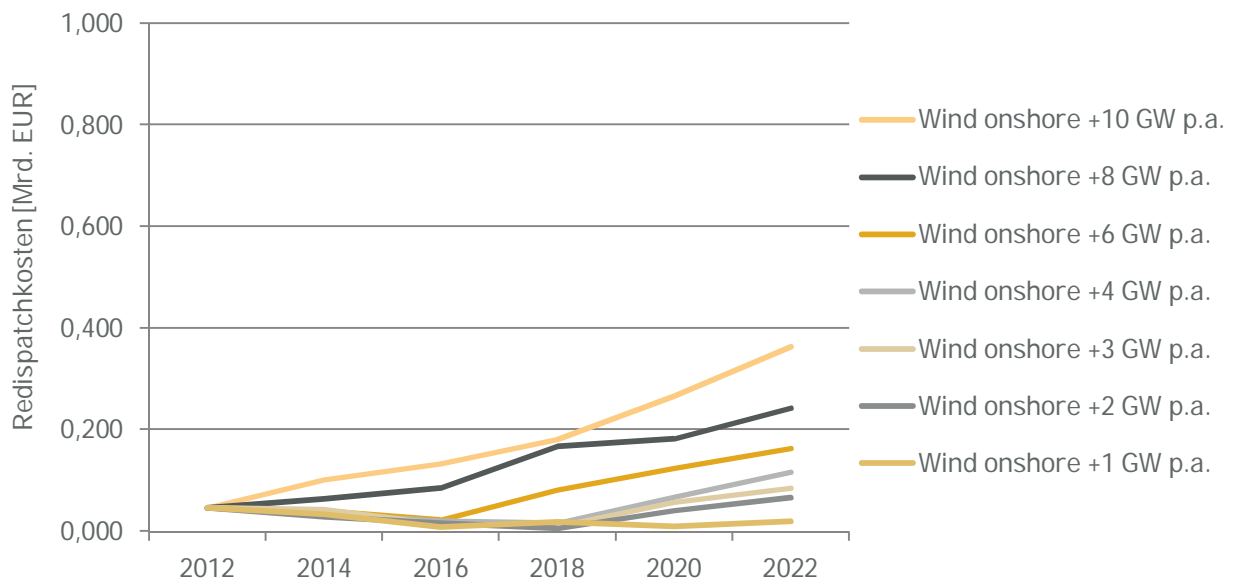


ABBILDUNG 53: KOSTEN FÜR NETZENGPASSBEDINGTEN REDISPATCH FÜR ONSHORE-WINDVARIATIONEN

Quelle: EWI.

Mit dem angenommenen voranschreitenden Netzausbau nach NEP und den in 2022 hinzukommenden HGÜ-Leitungen reduzieren sind auch bei starkem Ausbau von Onshore-Wind die Redispatch-Kosten auf ein geringes Niveau.

### 5.3.3 Offshore-Wind

Der Ausbau von Offshore-Windanlagen soll laut NEP im Jahre 2022 zu einer Gesamtleistung von 13 GW führen. Ende 2012 waren lediglich etwa 200 MW in Deutschland installiert. Damit müssen zur Erreichung der politischen Ziele durchschnittlich 1,3 GW pro Jahr zugebaut werden. Haftungsfragen, technische Herausforderungen aufgrund vergleichsweise großer Wassertiefen und Küstenferne, Unwägbarkeiten hinsichtlich der Umwelt- und Naturverträglichkeit sowie mit den vorgenannten Aspekten verbundene wirtschaftliche Aspekte führen zu großer Unsicherheit bezüglich des Ausbaupfades.

Als untere Grenze wird, wie bei den anderen betrachteten erneuerbaren Energien auch, ein vollständiger Verzicht auf einen weiteren Zubau angenommen. Als Obergrenze eines möglichen Ausbaus wird für Offshore von Neubauten in Höhe von 3 GW pro Jahr ausgegangen. Abbildung 54 zeigt die Bandbreite der analysierten möglichen Zubauten von Offshore-Wind. Aufgrund des sich in Deutschland derzeit noch in den Anfängen befindlichen Ausbaus und damit geringen aktuellen Kapazität von Offshore-Anlagen ist keine Fortschreibung der historischen Zubauraten möglich. Die simulierten Ausbaupfade sind 1, 2, 2,5, und 3 GW p.a.

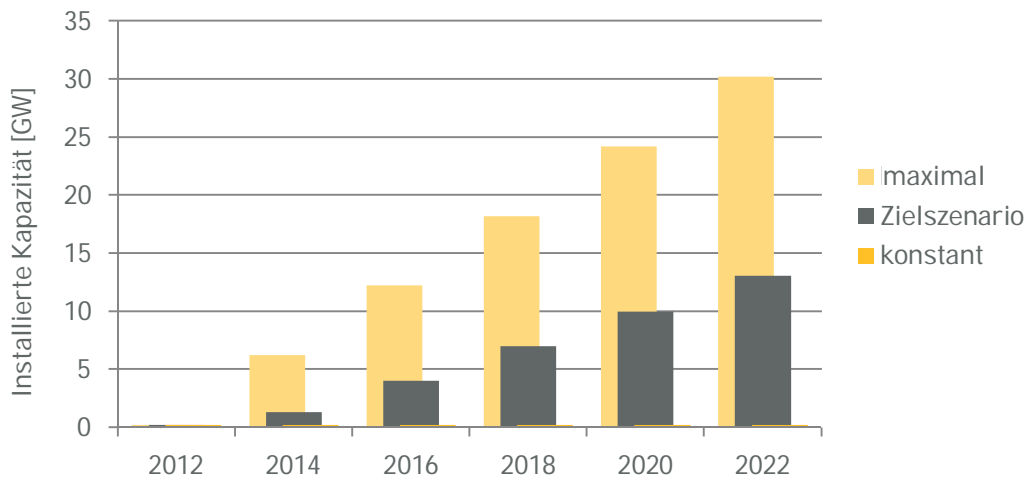


ABBILDUNG 54: UNTERSUCHTE BANDBREITE DES ZUBAUS AN OFFSHORE-WINDKAPAZITÄTEN

Quelle: EWI.

### 5.3.3.1 Erzeugungsmix

#### Zusätzliche Stromerzeugung von Offshore-Windanlagen verdrängt Kohlekraftwerke

Analog zur Onshore-Windkraftanlagen führt zusätzliche Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen vornehmlich zu einer Verdrängung von Kohlestromerzeugung. Abbildung 55 illustriert die Veränderung der Erzeugung in Relation zur zusätzlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Lediglich etwa 5 % der zusätzlichen EE-Erzeugung im Vergleich zu einem ausbleibenden Ausbau schlagen sich in einer reduzierten Gasverstromung wieder. Etwa 60 % der zusätzlichen Erzeugung reduzieren CO<sub>2</sub>-intensive Stromerzeugung aus Kohle.

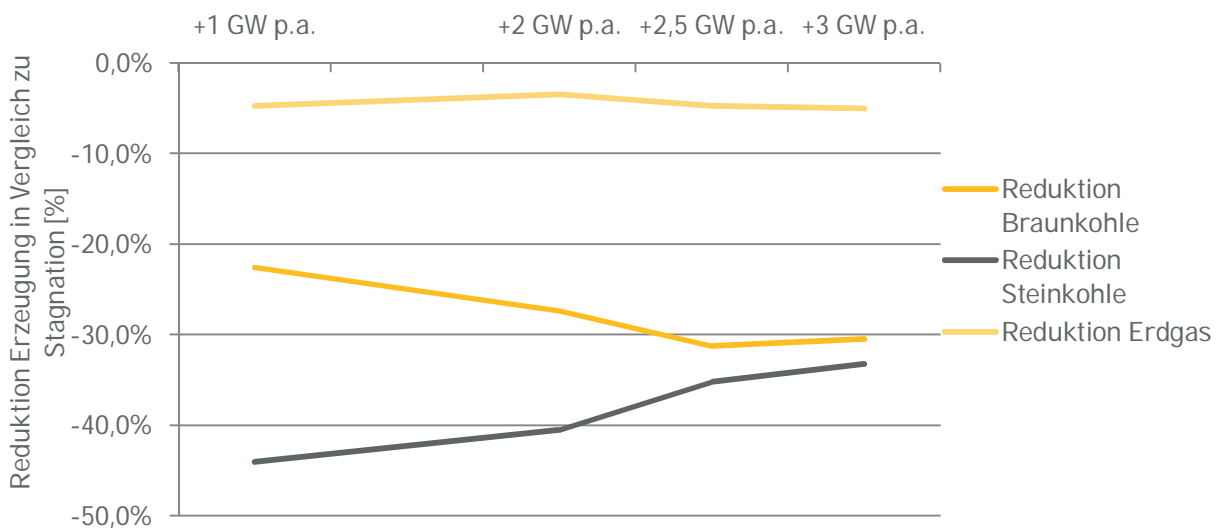


ABBILDUNG 55: VERDRÄNGUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE DURCH OFFSHORE-WIND IN 2022

Quelle: EWI.

### 5.3.3.2 Umweltverträglichkeit

Abbildung 56 zeigt die in Deutschland im Zeitverlauf anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Ausbaupfade von Offshore-Wind. Sollte der bis 2022 angestrebte Ausbau auf insgesamt 13 GW Kapazität (durchschnittlich 1,3 GW pro Jahr) nicht gelingen, entfallen rund 54 TWh Erneuerbaren-Erzeugung. Ein Wegfall dieser Erzeugung würde zu CO<sub>2</sub>-Emissionen führen, die rund 26 Mio. t bzw. 8 %-Punkte höher wären als im Zielszenario.

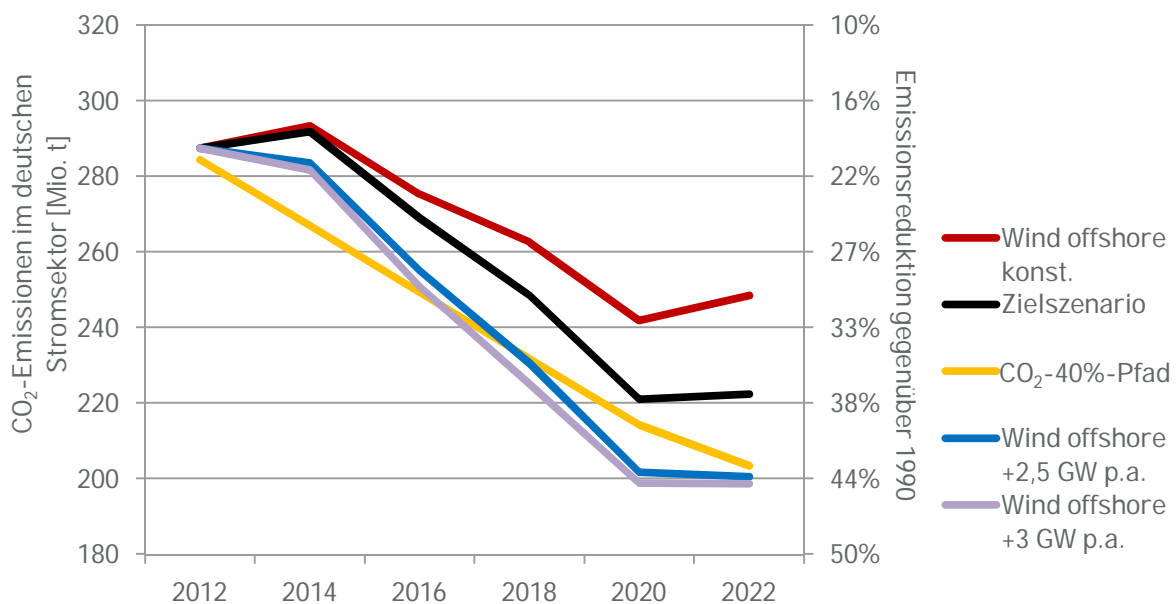


ABBILDUNG 56: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION OFFSHORE-ZUBAU

Quelle: EWI.

#### Deutliche Abnahme der CO<sub>2</sub>-Reduktion bei Zubau von Offshore-Wind über 2 GW p.a.

Der positive Einfluss zusätzlicher Offshore-Kapazitäten nimmt bei Ausbaupfaden von mehr als 2 GW p.a. deutlich ab. Kann durch den Ausbau von 1 bzw. 2 GW pro Jahr bis 2022 (10 bzw. 20 GW Kapazität in 2022) eine Emissionsreduktion von zusätzlich 20 (41) Mio. t erzielt werden, reduziert sich die Einsparung einer Steigerung von 2 auf 3 GW p.a. auf lediglich die Hälfte pro installierter zusätzlicher Kapazität. Über 2 GW kann kaum noch ein zusätzlicher positiver CO<sub>2</sub>-Effekt verzeichnet werden. Dies liegt vor allem an der deutlichen Zunahme von Abschaltungen erneuerbarer Energien. Abbildung 57 illustriert den Zusammenhang zwischen Ausbaumengen und Maßnahmen zum Einspeisemanagement.



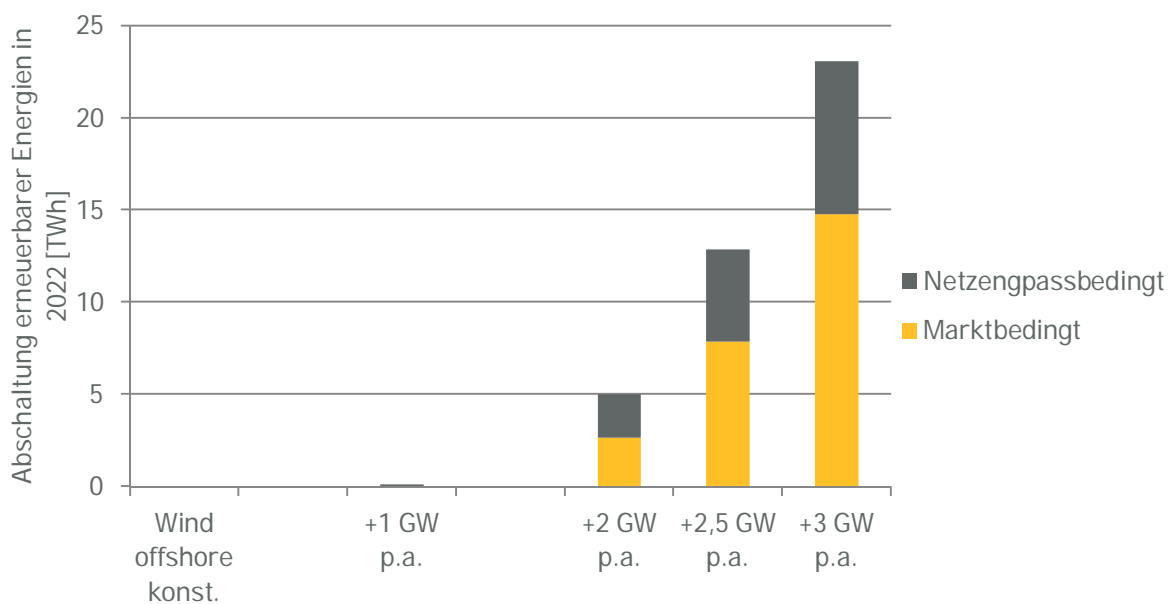


ABBILDUNG 57: ABSCHALTUNGEN ERNEUERBARER ENERGIEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN OFFSHORE-WIND-AUSBAUTEN IN 2022

Quelle: EWI.

Einer in etwa erzielbaren Mehrerzeugung in Höhe von 4,2 TWh pro zusätzlich installiertem GW stehen damit zunehmend Abschaltungen entgegen. Im Vergleich der Ausbaupfade von 2 und 3 GW pro Jahr unterscheidet sich die installierte Kapazität in 2022 um 10 GW. Statt der möglichen Differenz der EE-Stromerzeugung von 42 TWh lassen sich lediglich 24 TWh (57 %) realisieren.

### 5.3.3.3 Wirtschaftlichkeit

#### Ansteigende Kosten für CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland mittels Offshore-Wind

Die Kosten für eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland mittels Offshore betragen in den betrachteten Ausbaupfaden zwischen 120 und 310 €/t CO<sub>2</sub>. Abbildung 58 veranschaulicht die in Deutschland anfallenden Mehrkosten durch einen verstärkten Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen in Relation zu den in Deutschland vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen.<sup>1</sup> Mit zunehmendem Ausbau steigen die Kosten pro in Deutschland vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> deutlich an. Aufgrund der zuvor beschriebenen zunehmenden Notwendigkeit der Abschaltung regenerativer Stromerzeugung findet eine Nutzendegression zusätzlicher Erzeugung und damit der Kapazitäten statt.

<sup>1</sup> Zwischen 1 GW p.a. und 2 GW p.a. wurde der fehlende Wert interpoliert.

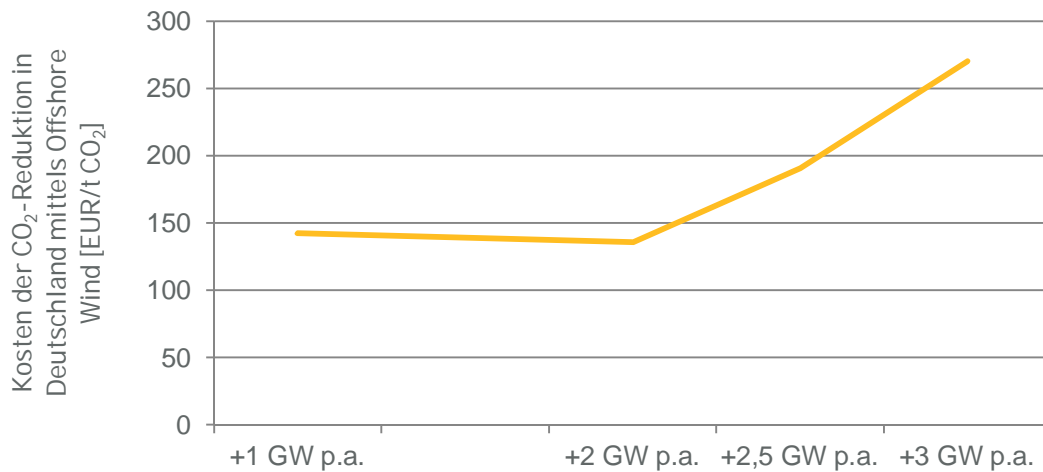


ABBILDUNG 58: KOSTEN VON IN DEUTSCHLAND VERMIEDENEN CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN MITTELS OFFSHORE-WIND IN 2022

Quelle: EWI.

### Anstieg Gesamtsystemkosten bei zunehmendem Offshore-Ausbau

Abbildung 59 veranschaulicht die Veränderung der kumulierten (annuisierten) Kapital- und Gesamtkosten von 2012 bis 2022.

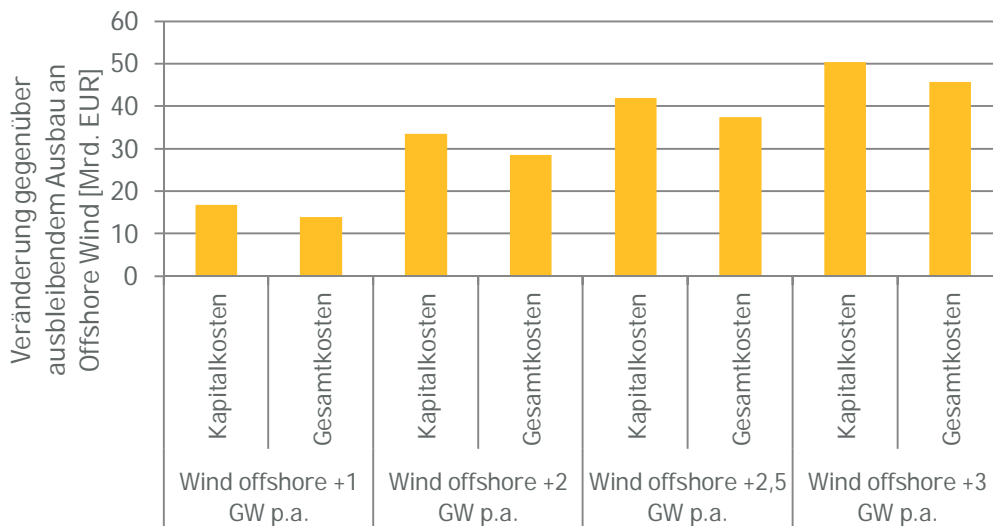


ABBILDUNG 59: VERÄNDERUNG DER KUMULIERTEN KOSTEN IN DEUTSCHLAND BEI AUSBAU VON OFFSHORE-WIND GEGENÜBER STAGNIERENDEM AUSBAU

Quelle: EWI.

Gestiegene Kapitalkosten, jeweils im Vergleich mit einem Ausbleiben des Ausbaus von Offshore-Wind angegeben, führen in jedem Fall zu einem Anstieg der Stromsystemkosten in Deutschland. Lediglich ein Bruchteil der für die Installation von Offshore-Windanlagen anfallenden Kosten kann durch die zusätzlich zur Verfügung stehende Stromerzeugung ausgeglichen werden. Die

Gesamtsystemkosten steigen bei einem jährlichen Ausbau von 1 GW p.a. um etwa 84 % der Investitionskosten. Mit vermehrtem Ausbau steigt dieser Wert auf bis zu 91 %.

#### 5.3.3.4 Versorgungssicherheit

##### Keine Gefährdung der Versorgungssicherheit selbst bei starkem Ausbau von Offshore-Wind

Durch den Ausbau an regional konzentrierten Offshore-Technologien steigt die vom Höchstspannungsnetz zu übertragende Strommenge an. Dadurch ist mit einer steigenden Anzahl von Netzsicherungsmaßnahmen in Form von EE-Abschaltungen und Redispatch zu rechnen. Aufgrund der annahmegemäß im Zielszenario ausreichend verfügbaren Kraftwerks- und Netzkapazität in allen Teilen Deutschlands zeigen sich in den Simulationen jedoch keine Gefährdungen der Versorgungssicherheit.

## 5.4 Risikofaktor Brennstoffpreisentwicklung

Je nach angenommener Entwicklung der Brennstoff- sowie CO<sub>2</sub>-Preise verändert sich die Einsatzreihenfolge verfügbarer konventioneller Kraftwerke. Dabei kann gerade die Entwicklung des Preisspreads zwischen Steinkohle und Erdgas zu einem „Fuel Switch“ führen. Die Stromgewinnung aus Erdgas ist weniger CO<sub>2</sub>-intensiv als die aus Stein- und Braunkohle. Dafür ist Erdgas bezogen auf thermische Einheiten der teuerste dieser drei Brennstoffe. Für das Erreichen der Ziele der Energiewende sind Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen also entscheidend für den Kraftwerkseinsatz, der sowohl die CO<sub>2</sub>-Emissionen als auch die Wirtschaftlichkeit des Stromsektors determiniert.

Der angenommene Erdgaspreis im Zielszenario folgt einem steigenden Preispfad und erreicht im Jahre 2022 einen Wert von 26 €/MWh<sub>th</sub>. Für die Untersuchung dieses Risikofaktors werden zunächst Auswirkungen einer Variation des Erdgaspreises zwischen 10 und 34 €/MWh<sub>th</sub> berechnet. Die sich ergebenden Preispfade sind in Abbildung 60 skizziert.

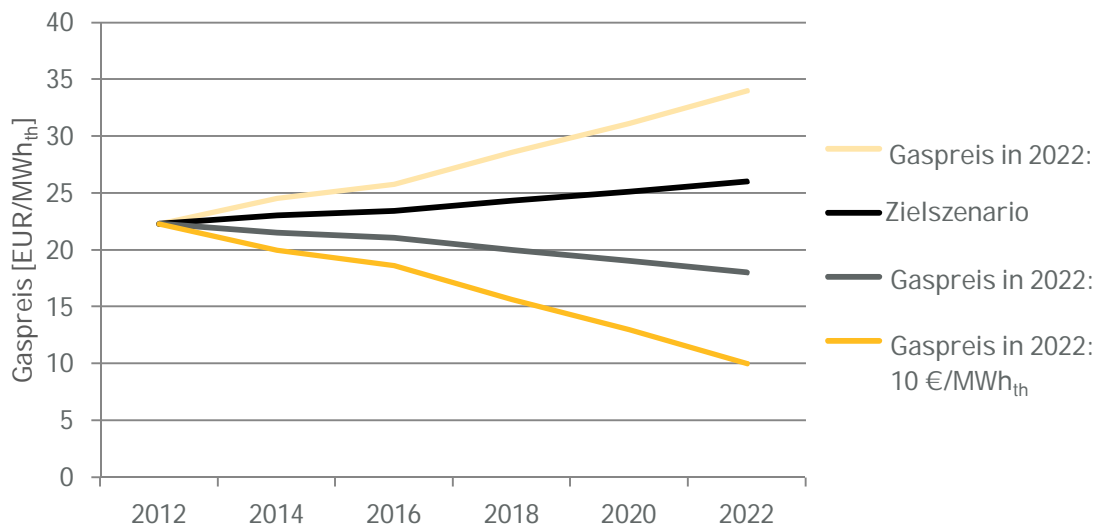


ABBILDUNG 60: UNTERSUCHTE BANDBREITE DES GASPREISES

Quelle: EWI.

Neben dem Erdgaspreis ist auch der CO<sub>2</sub>-Preis gleichermaßen unsicher wie entscheidend für den Kraftwerkseinsatz. Für das Jahr 2022 wird im Zielszenario der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate mit 24,5 €/t CO<sub>2</sub> angenommen. Dieser Wert wird in den Berechnungen in einer Bandbreite von 10 bis 70 €/t CO<sub>2</sub> variiert. Die zeitliche Entwicklung der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Preisszenarien zeigt Abbildung 61.

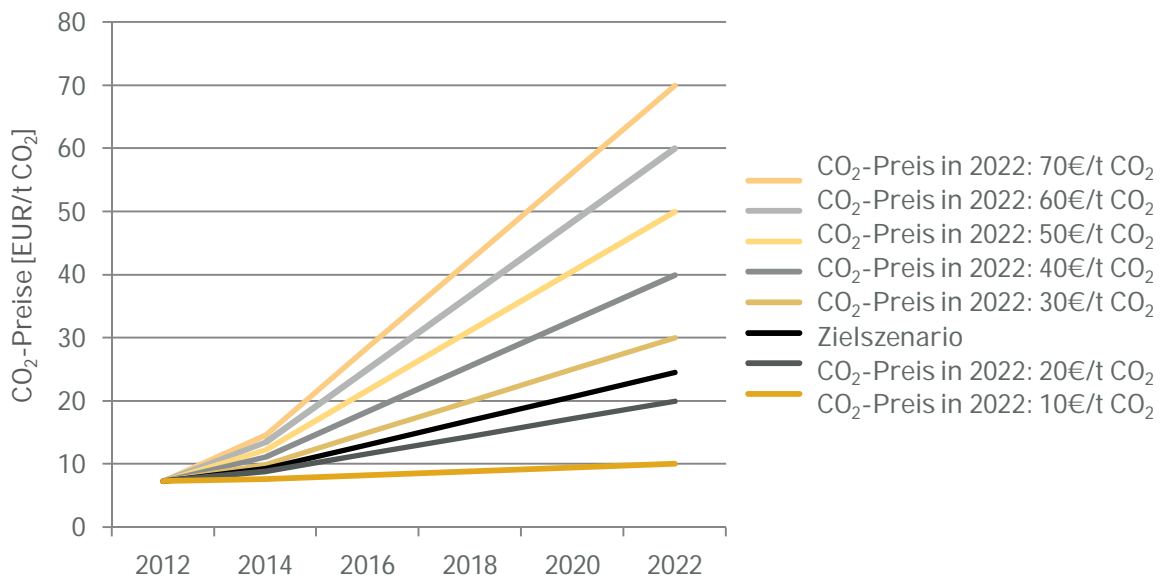


ABBILDUNG 61: UNTERSUCHTE BANDBREITE DES CO<sub>2</sub>-PREISES

Quelle: EWI.

### 5.4.1 Erzeugungsmix

#### Gaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> in 2022 verursacht Switch von Kohle zu Erdgas

Abbildung 62 zeigt die Veränderung der Bruttostromerzeugung durch fossile Brennstoffe in 2022 gegenüber dem Zielszenario bei Variation des Gaspreises. Bei einem Gaspreis von 34 €/MWh<sub>th</sub> sind die Erzeugungsmengen nahezu identisch mit jenen des Zielszenarios. Wird ein Gaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> unterstellt, zeigt sich ein Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas. Einige effiziente Gaskraftwerke ersetzen nun teilweise ältere und weniger effiziente Steinkohlekraftwerke. Gegenüber dem Zielszenario steigt die Erdgasverstromung um 35 TWh während die Produktion durch Steinkohlekraftwerke um 45 TWh niedriger ist. Bei einem Gaspreis von 10 €/MWh<sub>th</sub> verstärkt sich der Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas, wobei sich zudem die Verstromung aus Braunkohle reduziert.

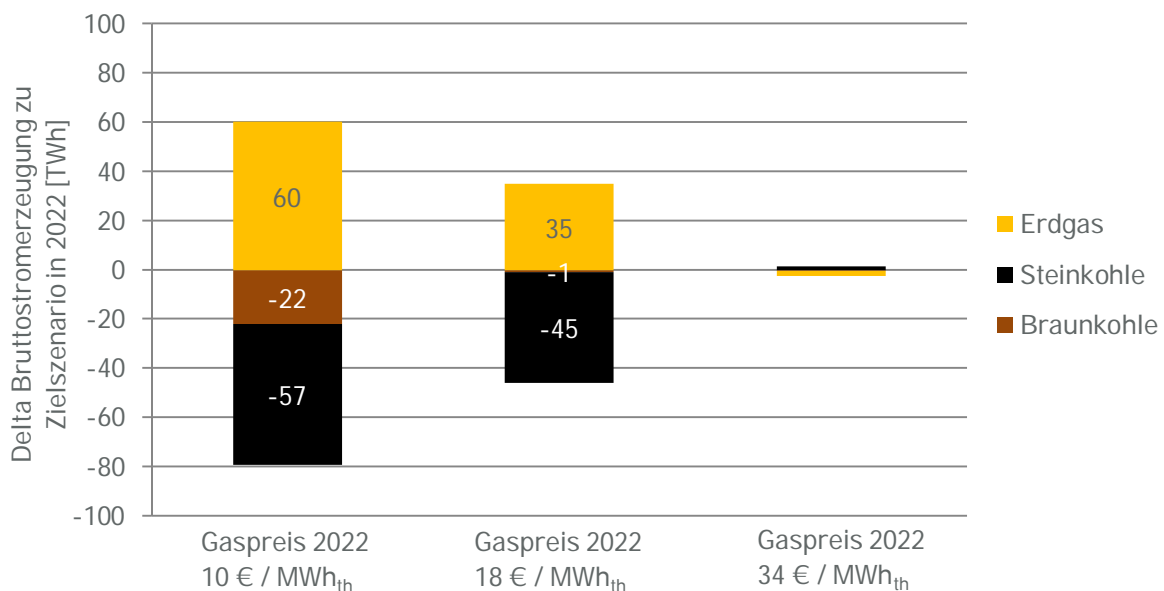


ABBILDUNG 62: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN IN 2022 BEI UNTERSCHIEDLICHEN GASPREISEN IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

#### Switch von Kohle zu Erdgas auch über Landesgrenzen hinweg

Bei den angenommenen Erdgas-, Steinkohle- und CO<sub>2</sub>-Preisen des Zielszenarios produzieren z.B. niederländische Gaskraftwerke zu höheren variablen Kosten als deutsche Steinkohlekraftwerke. Entsprechend der Nettotransferkapazitäten zwischen beiden Ländern zeigt sich ein Nettostromexport von Deutschland in die Niederlande. Unter Annahme eines niedrigeren Gaspreises könnten Gaskraftwerke in den Niederlanden zum Teil günstiger als bestimmte Steinkohlekraftwerke in Deutschland produzieren. Dies hat geringere Nettoexporte in die Niederlande zur Folge, so dass niederländische Erdgasverstromung zum Teil den Einsatz von deutschen Steinkohlekraftwerken ersetzen wird.

**CO<sub>2</sub>-Preis von 40 €/t in 2022 verursacht Switch von Kohle zu Erdgas**

Analog zur vorigen Grafik stellt Abbildung 63 die Veränderung der Bruttostromerzeugung durch fossile Brennstoffe in 2022 gegenüber dem Zielszenario bei Variation des CO<sub>2</sub>-Preises dar. Die Ergebnisse dieser Untersuchung zeigen, dass bei einem angenommenen Gaspreis von 26 €/MWh<sub>th</sub> sowie einem Steinkohlepreis von knapp 10 €/MWh<sub>th</sub> eine relevante Veränderung des Kraftwerkseinsatzes erst bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 40 €/t CO<sub>2</sub> einsetzt. Ist der Gaspreis hoch, ist ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis für einen Fuel-Switch notwendig. Eine große Preisdifferenz zwischen beiden Energieträgern verteuert demnach die CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch Erdgasverstromung.

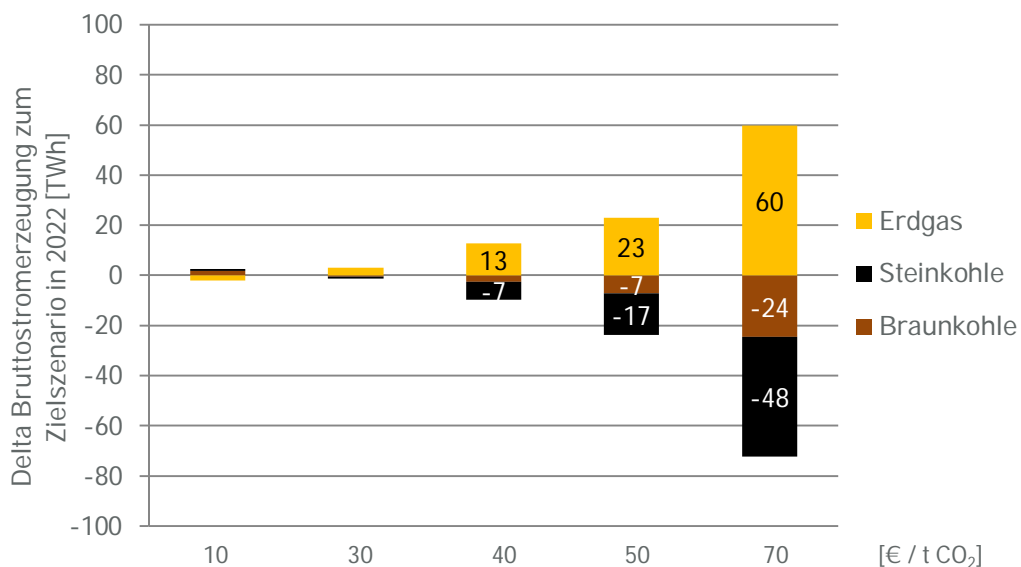


ABBILDUNG 63: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN IN 2022 BEI UNTERSCHIEDLICHEN CO<sub>2</sub>-PREISEN IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

5.4.2 Umweltverträglichkeit

Abbildung 64 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Stromsektor im Zeitverlauf zwischen 2012 und 2022 für verschiedene Gaspreis-Szenarien.

**Ein Gaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> in 2022 bewirkt eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 44 % gegenüber 1990**

Ein geringerer Gaspreis (18 €/MWh<sub>th</sub> in 2022) mit einem damit einhergehenden Fuel-Switch führt in 2022 zu einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von 21 Mio. t gegenüber dem Zielszenario. Der Fuel-Switch setzt bereits 2020 ein, wo für diesen Preispfad ein Gaspreis von 19 €/MWh<sub>th</sub> angenommen wird. Bei einem angenommenen Gaspreis von 10 €/MWh<sub>th</sub> in 2022 ließen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors um 40 Mio. t gegenüber dem Zielszenario senken. Dies entspräche einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 49 % gegenüber 1990.

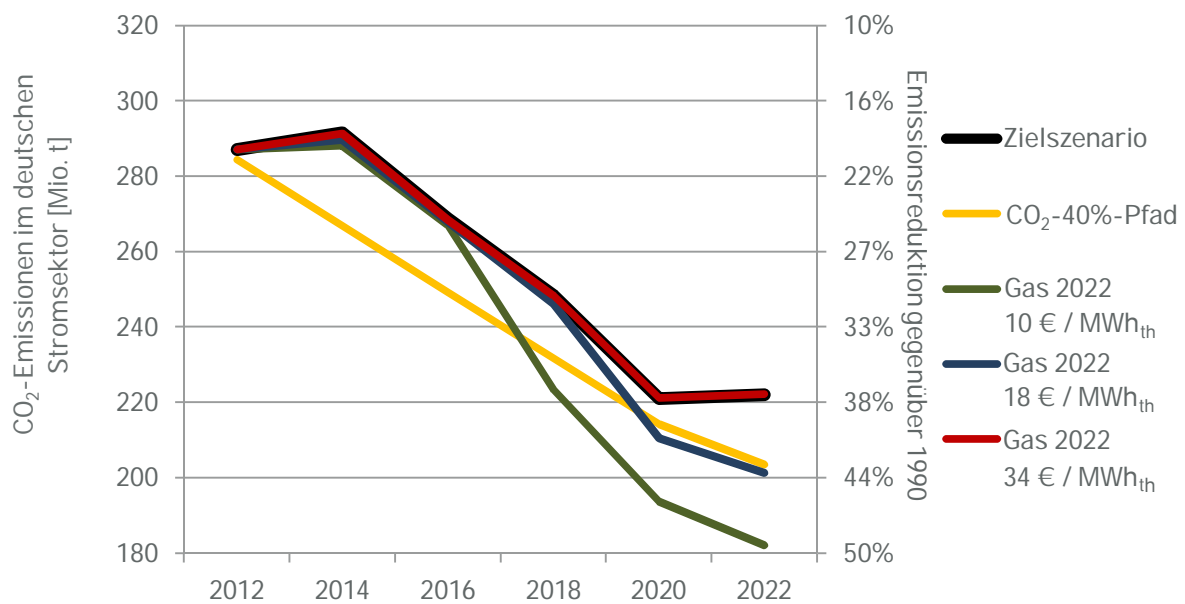


ABBILDUNG 64: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION DES GASPREISES

Quelle: EWI.

#### Variation Gaspreis von 26 auf 34 €/MWh<sub>th</sub> ohne Effekt

Wird ein höherer Gaspreis als im Zielszenario angenommen (34 €/MWh<sub>th</sub> in 2022) findet kein Fuel-Switch statt, so dass letztlich auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen unverändert bleiben. Die Stromproduktion aus Gaskraftwerken ändert sich trotz höherer Inputpreise gegenüber dem Zielszenario nicht, da Gaskraftwerke durch die hohen Brennstoffpreise bereits dort nicht mit Kohle konkurrieren konnten. Dieses Ergebnis zeigt, dass die im Zielszenario getroffenen Preisannahmen ein ungünstiges Szenario für Erdgasverstromung und damit auch den deutschen CO<sub>2</sub>-Ausstoß darstellen.

#### Stärkere CO<sub>2</sub>-Reduktion ab Preisen von 32 bzw. 40 €/t CO<sub>2</sub> (in 2020 bzw. 2022) bei gegebenen Gaspreisen

Abbildung 65 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Stromsektor im Zeitverlauf zwischen 2012 und 2022 für verschiedene CO<sub>2</sub>-Preis-Szenarien. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Zielszenarios bleiben bei verschiedenen CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen (bis etwa 30 €/t CO<sub>2</sub> in 2022) nahezu unverändert. Die angenommene Preisdifferenz zwischen Erdgas und Steinkohle in 2022 lässt einen Fuel-Switch erst bei CO<sub>2</sub>-Preisen von rund 40 €/t CO<sub>2</sub> zu. Somit wären, verglichen zu heute, deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Preise notwendig, um durch veränderten Brennstoffeinsatz eine höhere CO<sub>2</sub>-Reduktion als im Zielszenario zu bewirken.

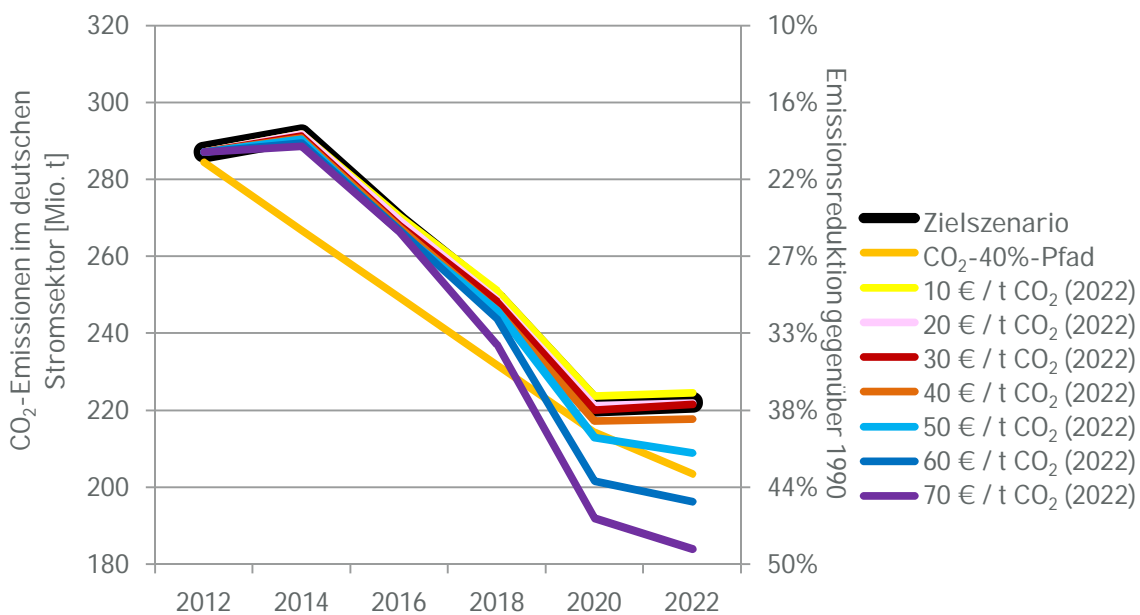


ABBILDUNG 65: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN BEI VARIATION DES CO<sub>2</sub>-PREISES

Quelle: EWI.

#### 5.4.3 Wirtschaftlichkeit

##### Geringe Auswirkungen einer Gaspreisvariation auf die Gesamtsystemkosten

Die Auswirkungen einer Gaspreisvariation auf die Gesamtsystemkosten sind relativ betrachtet gering: Ist Erdgas teurer als im Zielszenario (z.B. 34 €/MWh<sub>th</sub>), wirkt sich diese Preissteigerung nur mit ca. 0,1 Mrd. € auf die jährlichen Gesamtsystemkosten aus. Zwar müssen für die verstromten Gasmengen von rund 40 TWh<sub>el</sub> etwa 1,1 Mrd. € mehr für Brennstoff ausgegeben werden. Auf der anderen Seite führen die durch den höheren Erdgaspreis gestiegenen Spitzenlastpreise im Ausland zu erhöhten Nettoexporterlösen aus dem Ausland. Bei einem niedrigeren Gaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> zeigt sich der umgekehrte Effekt, so dass die Gesamtsystemkosten um etwa 0,4 Mrd. € sinken. Zudem wird die Kostenminderung bei niedrigeren Gaspreisen dadurch gebremst, dass Gaskraftwerke die vormals günstigeren Steinkohlekraftwerke ersetzen, daher also insgesamt ein ähnlicher Werteverzehr bei der Verstromung stattfindet.

##### Direkter Kosteneffekt einer CO<sub>2</sub>-Preisvariation

Die Gesamtsystemkosten werden stark durch die Höhe des CO<sub>2</sub>-Preises beeinflusst. Ein Preisunterschied von 10 €/t CO<sub>2</sub> verändert in 2022 die jährlichen Kosten um 1,8-2 Mrd. €, was einer Veränderung von ca. 3 % entspricht. Ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis steigert die variablen Kosten der fossilen Kraftwerke, die in 2022 noch zu fast 50 % der deutschen Bruttostromerzeugung beitragen. Kosten für CO<sub>2</sub> bedeuten allerdings als Einnahmen des ETS eine Umverteilung von Mitteln.



## 5.5 Risikofaktor Netzausbau

Im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Strom 2012 wurde im Szenario B eine Optimierung von Trassen mit einer Gesamtlänge von ~4.400 km veranschlagt. Zusätzlich sollten insgesamt ~3.800 km neue Trassen bis 2022 gebaut werden.<sup>1</sup> Von der Bundesnetzagentur wurden davon bisher ~2.900 km an Optimierungs- und ~2.800 km an Neubaumaßnahmen bestätigt. Diese Zahlen bestätigen den ermittelten Ausbaubedarf der dena-Netzstudien I und II. Die Umsetzung dieser Maßnahmen stellt jedoch eine große Herausforderung dar. Bereits bei der Realisierung der EnLAG-Maßnahmen lässt sich ein Zeitverzug von bis zu sieben Jahre feststellen.<sup>2</sup>

Die Analyse des Risikofaktors beinhaltet deswegen drei unterschiedliche Entwicklungspfade, die den gesamten möglichen Entwicklungsraum abdecken. Den äußeren Rahmen bildet dabei die im Zielszenario unterstellte vollständige Realisierung der NEP-Maßnahmen<sup>3</sup> („Ergebnisnetz“) und das Netz auf dem Stand von 2012 ohne weiteren Ausbau („Netz 2012“). Dazwischen wird ein Entwicklungspfad analysiert, der alle Ausbaumaßnahmen des NEP-Startnetzes, d.h. EnLAG-Maßnahmen, planfestgestellte Vorhaben und Maßnahmen mit fortgeschrittenem Planungsstand mit aktuellen Verzögerungen<sup>4</sup> berücksichtigt („Startnetz“).

### 5.5.1 Versorgungssicherheit

#### Ohne Maßnahmen des Netzentwicklungsplans ab 2016 starker Anstieg von EE-Abschaltung

Um Leitungsüberlastungen zu vermeiden und die Netzstabilität aufrechtzuerhalten kann es notwendig werden, in den Kraftwerkseinsatz durch Redispatchmaßnahmen einzugreifen. Dabei wird Erzeugung vor dem Engpass reduziert und hinter dem Engpass erhöht und der Engpass dadurch entlastet. Sind wirksame Maßnahmen durch konventionelle Kraftwerke erschöpft, kann es zu einer Reduzierung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien kommen. Mit der Realisierung aller NEP-Maßnahmen würde Erneuerbaren-Abschaltung im Untersuchungszeitraum nahezu vollständig vermieden. Im Startnetz käme es ab 2016 zu systematischen EE-Abschaltungen. Diese nähmen im Zeitverlauf mit fortschreitendem EE-Ausbau zu und würden in 2022 fast 8 TWh betragen. Bliebe das heutige Netz bis 2022 unverändert, wäre bereits ab 2014 mit signifikanten EE-Abschaltungen zu rechnen. In 2022 würden mit dem heutigen Übertragungsnetz ca. 42 TWh an EE-Produktion abgeschaltet (vgl. Abbildung 66).

---

<sup>1</sup> Die Optimierung als auch der Neubau sind jeweils inklusive ~1.000 km Maßnahmen des Startnetzes. Beim Neubau sind die Gleichstromübertragungsleitungen mit eingerechnet.

<sup>2</sup> <http://www.netzausbau.de>

<sup>3</sup> Bezogen auf die Maßnahmen des ÜNB-Entwurfs.

<sup>4</sup> Quelle: BNetzA Juni 2012; Vgl. <http://www.netzausbau.de>.

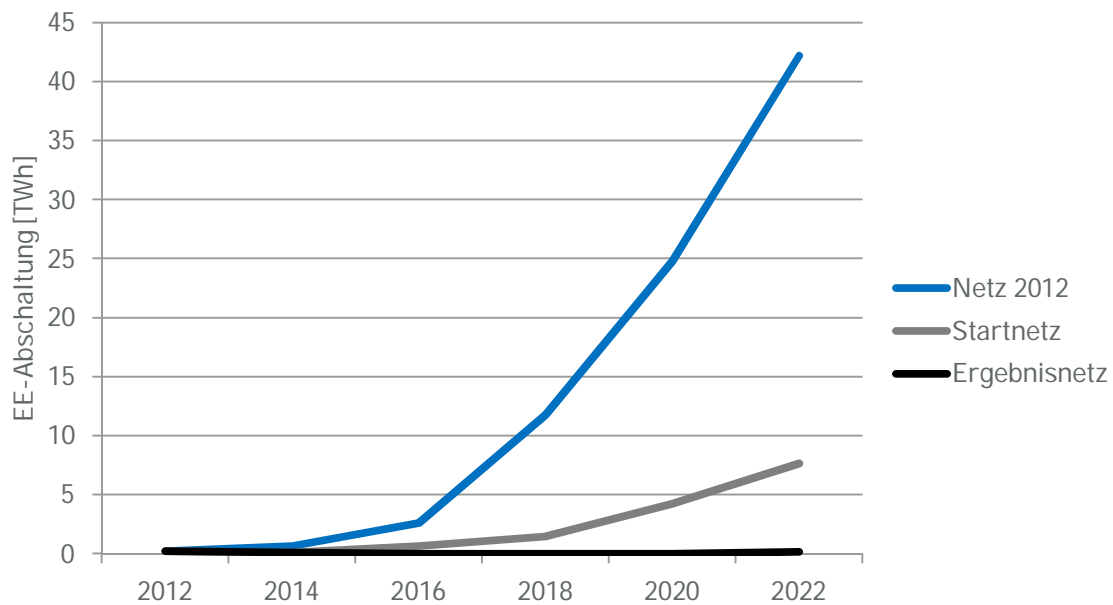


ABBILDUNG 66: ENTWICKLUNG EE-ABSCHALTUNG BEI NETZAUSBAU-VARIATION

Quelle: EWI.

#### Mögliche kritische Situation für Lastdeckung in Starkwindsituationen

Beim Netz 2012 zeigt sich bereits in normalen Situationen mit Starkwind in 2022, dass Last durch Netzengpässe regional teilweise nicht mehr gedeckt werden kann. Dies verstärkt sich bei der Betrachtung von Extremsituationen, in denen im Norden Deutschlands und den angrenzenden Ländern überdurchschnittlich viel Erzeugung aus Windkraftanlagen erfolgt. Ab 2018 kommt es in den Extremsituationen sowohl im Netz 2012 als auch im Startnetz zu vermehrter möglicher Unterdeckung von Last. In 2022 würde dies in Extremsituationen im Netz 2012 ca. 5 % und im Startnetz ca. 1 % der Last betreffen. Innerdeutsche Redispatch-Maßnahmen reichen dabei nicht mehr aus, um die Lastdeckung zu gewährleisten. Mögliche Lösungsmöglichkeiten sind Lastabwurf, eine überlastete Fahrweise des Netzes oder der Eingriff in den europäischen Handel. Ohne Ausbau der HGÜ-Leitungen im Ergebnisnetz ist die Situation ebenfalls angespannt.

#### Mögliche kritische Situationen bei extremem Starkwind auch vor Ausbau der NEP-Maßnahmen

Bis zum Jahr 2016, wenn die unterstellte Realisierung von NEP-Ausbaumaßnahmen erfolgt, kommt es in Extremsituationen mit Starkwind zu kritischen Situationen bei der Lastdeckung. Diese treten insbesondere in den frühen Morgenstunden mit relativ niedriger Last auf. Auch hier können innerdeutsche Redispatch-Maßnahmen die Unterdeckung nicht beheben, und es müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden.

### 5.5.2 Erzeugungsmix

#### Kompensation abgeschalteter EE-Erzeugung durch Erdgas, Stein- und Braunkohle

Die Erzeugung beim Redispatch ist abhängig von der Netzsituation und dem Standort der Kraftwerke. Es werden die Kraftwerke gewählt, die die größte Wirkung auf die Behebung des Engpasses haben. In den Regionen hinter dem Engpass stehen demnach hauptsächlich Gaskraftwerke zur Verfügung wie aus Abbildung 67 durch die Erzeugungsmengen erkennbar ist.<sup>1</sup> Durch die verminderte Erzeugung aus Erneuerbaren sinkt der Anteil am Bruttostromverbrauch in 2022 auf 52 % beim Startnetz und 46 % beim Netz 2012.

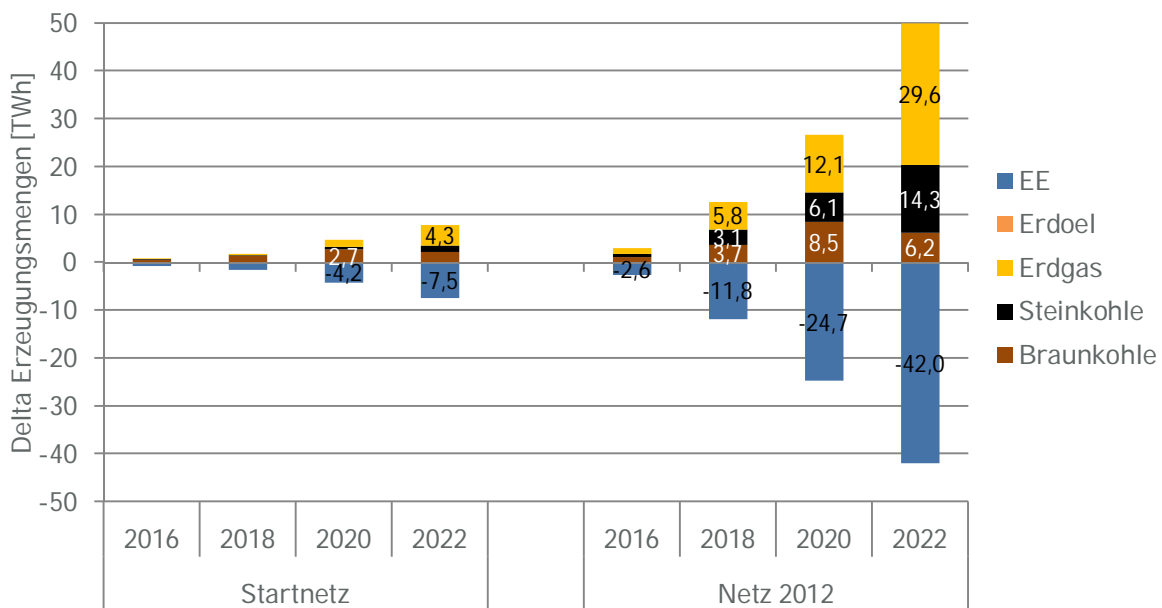


ABBILDUNG 67: DELTA ERZEUGUNGSMENGEN NACH REDISPATCH BEI VARIATION NETZAUSBAU IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

### 5.5.3 Umweltverträglichkeit

#### Anstieg CO<sub>2</sub>-Emissionen durch engpassbedingte Erneuerbaren-Abschaltung und zusätzliche fossile Erzeugung

In Abbildung 68 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2022 bei unterschiedlichen Netzausbaupfaden aufgetragen. Durch Zusatzproduktion aus fossilen Energieträgern steigen die Emissionen in 2022 im Startnetz um ca. 4,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Mit 36 % Emissionsreduktion gegenüber 1990 fällt die Zielerreichung damit über einen Prozentpunkt niedriger aus als im Ergebnisnetz. Legt man das Netz 2012 zugrunde, beläuft sich die Differenz auf ca. 27 Mio. t bzw. acht Prozentpunkte. Zudem

<sup>1</sup> Die Differenz zwischen den Delta-Erzeugungsmengen abgeschalteter EE-Menge und konventioneller Erzeugung erklärt sich durch die Betrachtung der Bruttogrößen.

zeigt sich ohne Netzausbau ein deutlich stärkerer Effekt des Kernenergieausstiegs durch die wegfallende Kompensation der Erneuerbaren.

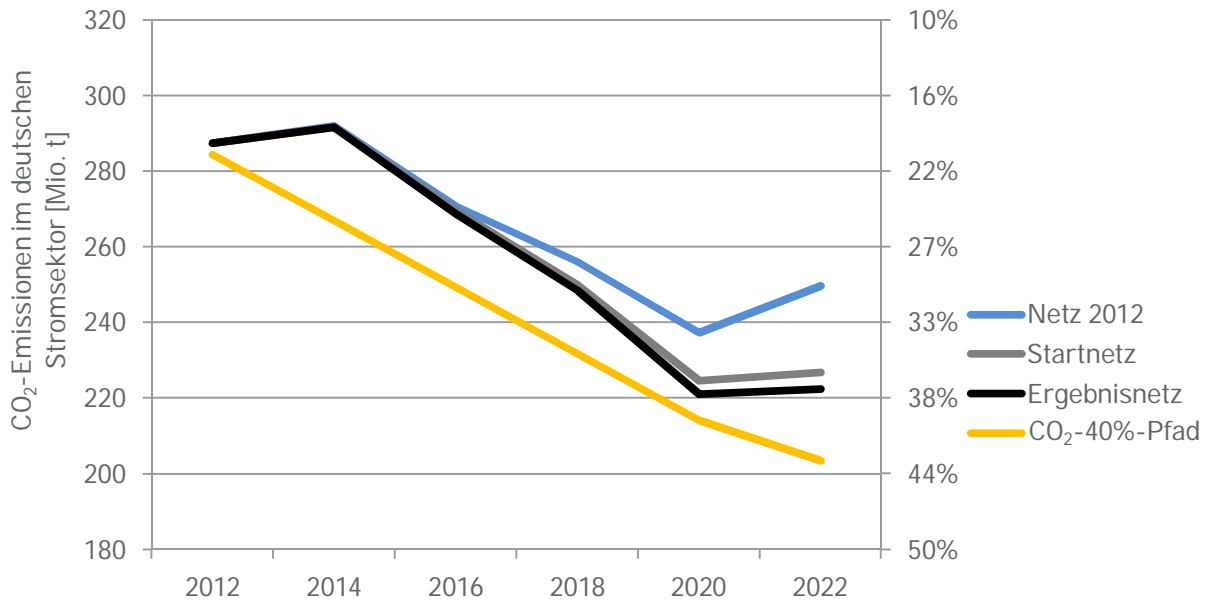


ABBILDUNG 68: CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR BEI VARIATION DES NETZAUSBAUS

Quelle: EWI.

#### 5.5.4 Wirtschaftlichkeit

##### Langfristiger Kostenanstieg ohne Netzausbau

Beim Netz 2012 sind die Gesamtsystemkosten zunächst niedriger als beim Ergebnisnetz, steigen ab 2020 jedoch stark darüber (vgl. Abbildung 69). Es fallen keine Kapitalkosten auf Grund des Netzausbaus an, wodurch bis 2018 die Kosten beim Netz 2012 unterhalb des Zielszenarios liegen. Wegen der hohen Redispatchkosten übertreffen die Kosten beim Netz 2012 ab 2020 die des Zielszenarios und steigen bis ca. 2 Mrd. € in 2022. Die Kosten der möglichen Last-Unterdeckung sind dabei nicht berücksichtigt.

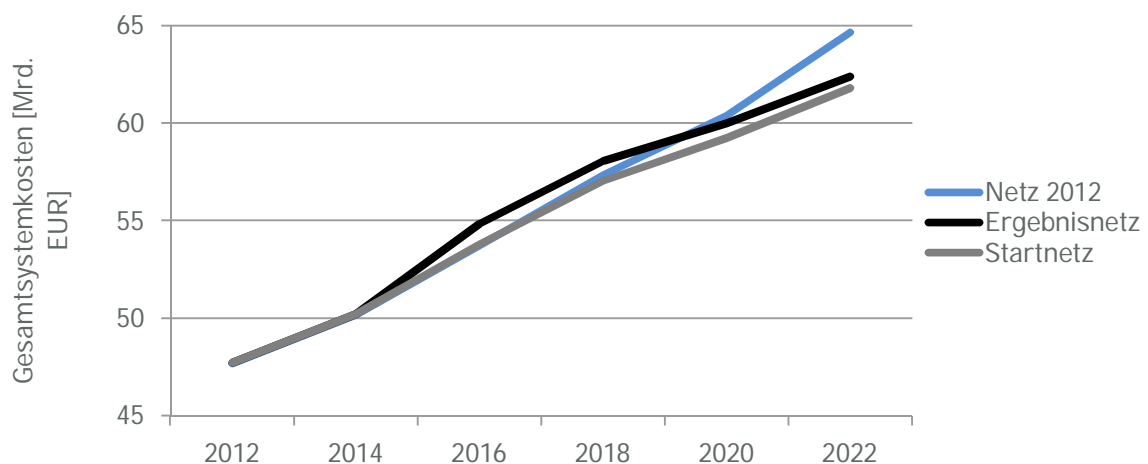


ABBILDUNG 69: GESAMTSYSTEMKOSTEN BEI NETZAUSBAU-VARIATION BIS 2022

Quelle: EWI.

### Kurzfristig niedrigere Kosten mit Startnetz im Beobachtungszeitraum

Die Differenz beläuft sich zunächst auf ca. 1 Mrd. €, schrumpft jedoch auf 0,6 Mrd. € in 2022. Zunehmende Redispatchkosten wirken dabei kostensteigernd. Es ist zu vermuten, dass sich die Kosten nach 2022 weiter annähern und schließlich die Gesamtsystemkosten mit Startnetz höher ausfallen. Wiederum sind Kosten der Last-Unterdeckung nicht eingerechnet.

## 5.6 Wesentliche Effekte der Risikofaktoren

### 5.6.1 Versorgungssicherheit

Für die Versorgungssicherheit sind insbesondere Netz- und Erzeugungskapazitäten relevant. Während das Netz die Übertragbarkeit von Energie gewährleistet und damit regionalen Gefährdungen der Versorgungssicherheit entgegenwirkt, sind Erzeugungskapazitäten für die gesicherte Deckung der Spitzenlast relevant. Engpässe im Netz nach Marktergebnis können innerhalb eines gewissen Rahmens durch Re-Allokation von Erzeugung („Redispatch“) ohne Beeinträchtigung der Nachfrage gelöst werden. Fehlende Erzeugungskapazität hingegen führt direkt zur Beeinträchtigung der Nachfrage. Zudem kann eine regional ungünstig verteilte Erzeugung die Netzstabilität gefährden, falls Systemdienstleistungen wie etwa die Bereitstellung von Blindleistung nicht gewährleistet sind.

### Langfristig gewährleisten Erhalt konventioneller Kraftwerke und NEP-Ausbauten Versorgungssicherheit

Durch den angenommenen Zubau von konventionellen Kapazitäten nach Netzentwicklungsplan kann die Spitzenlast (2010) jederzeit gedeckt werden. Der Ausbau des Übertragungsnetzes gemäß Netzentwicklungsplan sorgt dafür, dass langfristig weder ein Anstieg der Nachfrage noch regional ungünstig verteilte Kraftwerkskapazitäten die Versorgungssicherheit gefährden.

Ein über das Zielszenario hinausgehender Ausbau von erneuerbaren Energien führt bei On- und Offshore-Wind zu vermehrter Netzbelastung, allerdings ist diese durch Redispatch-Maßnahmen und Abschaltung Erneuerbarer lösbar. Auch in Extremsituationen ist langfristig die Versorgungssicherheit gewährleistet.

#### Kurzfristig mögliche kritische Situationen bei Starkwind

In Extremsituationen mit Starkwind kann es bis zur Realisierung von NEP-Ausbauten zu kritischen Situationen kommen. Abschaltung erneuerbarer Energien und Redispatch von Kraftwerken reicht möglicherweise nicht mehr aus, so dass zusätzliche ausgleichende Maßnahmen wie eine überlastete Netzfahrweise, Rückgriff auf ausländische Kraftwerke, Eingriffe in das Handelsergebnis oder Lastanpassung erfolgen müssen.

#### Ohne Netzausbauten langfristig vermehrt Erneuerbaren-Abschaltung und kritische Situationen bei Starkwind

Werden weniger oder keine Netzausbauten realisiert, treten vermehrt Netzüberlastungen auf, die zu einem starken Anstieg von Erneuerbaren-Abschaltung und zu einer Verschärfung der Situation bei Starkwind führen. Werden Gleichstromübertragungsleitungen nicht realisiert, treten ebenfalls signifikante Netzüberlastungen auf.

#### Unterdeckung der nationalen Spitzenlast (2010) ohne Zubau in 2022

Die nationale Spitzenlast von 2010 könnte 2022 nicht mehr vollständig durch gesicherte Kapazität gedeckt werden, falls keine Kraftwerke neu gebaut werden. Werden Kraftwerke vor ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt kann die Situation entsprechend früher auftreten. Gesicherte Kapazität ist insbesondere dann relevant, wenn dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien und Importe bei Spitzenlast nur begrenzt zur Verfügung stehen.

## 5.6.2 Umweltverträglichkeit

#### CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors sinken gegenüber 1990 bis 2022 um 38%

Die politische Zielkategorie Umweltverträglichkeit stellt sich im Stromversorgungssystem durch eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird sowohl von der Nachfrage, den Erzeugungstechnologien als auch durch das Übertragungsnetz beeinflusst. Im betrachteten politischen Zielszenario werden 2022 im Stromsektor ungefähr 221 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert, was einer Reduktion von 38 % gegenüber 1990 (357 Mio. t) entspricht.

#### 10%-Einsparziel der Stromnachfrage sorgt für ein Drittel der künftigen CO<sub>2</sub>-Reduktion

Bei konstanter Nachfrage ergibt sich lediglich eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 31 % gegenüber 1990. Die in 2022 um 24 Mio. t höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Zielszenario resultieren insbesondere aus den gestiegenen Mengen an verstromter Braun- und Steinkohle. Pro eingesparter TWh an Nettostromnachfrage verringern sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen um etwa 0,3-0,4 Mio. t.

### Hoher Einfluss von Gas- und CO<sub>2</sub>-Preis auf CO<sub>2</sub>-Emissionen

Das Preisverhältnis von Gas und Steinkohle beeinflusst die Reihenfolge konventioneller Kraftwerke innerhalb der Merit Order. Durch die höhere CO<sub>2</sub>-Intensität von Steinkohle im Vergleich zu Gas, kommt es zu mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen, falls Steinkohle inklusive der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate günstiger als Gas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate ist. Ein Gaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> in 2022 würde im Vergleich zum Zielszenario einen Fuel-Switch darstellen und Gas vor Steinkohle in der Merit Order stellen. Dadurch käme es in 2022 zu einer zusätzlichen Reduktion von 21 Mio. t CO<sub>2</sub>, was damit einer Reduktion von 44 % gegenüber 1990 entspräche. Für einen Fuel-Switch durch CO<sub>2</sub> wäre ein Preis von rund 40 €/t CO<sub>2</sub> in 2022 notwendig, wodurch in diesem Jahr 4 Mio. t weniger emittiert würden. Bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 70 €/t in 2022 wäre die Reduktion 38 Mio. t.

### Ausreichender Netzausbau ist Voraussetzung für CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion Erneuerbarer

Die verschiedenen Erneuerbaren-Technologien tragen maßgeblich zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Grund ist die Verdrängung der Erzeugung aus fossilen Primärenergieträgern. Während Photovoltaik dabei besonders auf die Erzeugung aus Gaskraftwerken wirkt, verdrängen On- und Offshore-Wind mit zunehmendem Zubau Stein- und Braunkohlekraftwerke. Besonders für die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch On- und Offshore-Wind ist jedoch das Übertragungsnetz ein entscheidender Faktor. Kommt es zu Netzengpässen, kann Erzeugung aus erneuerbaren Energien keine fossile Erzeugung verdrängen. Beispielsweise werden ohne Realisierung der NEP-Maßnahmen in 2022 im Zielszenario ca. 8 TWh erneuerbare Energien abgeschaltet und durch fossile Erzeugung ersetzt. Dadurch ergibt sich eine zusätzliche Emission von ca. 5 Mio. t CO<sub>2</sub> im Vergleich zum Zielszenario.

### CO<sub>2</sub>-Wirkung des Kernenergieausstiegs abhängig von Entwicklung Risikofaktoren

Im Zielszenario bleiben die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2020 auf 2022 aufgrund des Kernenergieausstiegs konstant. Durch die teilweise Kompensation der Kernenergie durch erneuerbare Energien findet zwischen 2020 und 2022 keine weitere Verdrängung von fossilen Energieträgern statt. Ist die Nachfrage höher als im Zielszenario, werden weniger Erneuerbare oder das Netz nicht ausgebaut, wirkt der Kernenergieausstieg verstärkend auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und es kommt zu einem Anstieg von 2020 nach 2022. Bei konstanter Nachfrage kommt es zu einer Steigerung von 2020 auf 2022 von 3 Mio. t. Ohne Zubau von Offshore-Wind fiele der Anstieg von 2020 auf 2022 mit 6 Mio. t aus.

## 5.6.3 Wirtschaftlichkeit

### Kostenanstieg im Zielszenario zwischen 2012 und 2022 um 14,7 Mrd. €, überwiegend verursacht durch Erneuerbare

Wird das Zielszenario umgesetzt, steigen die jährlichen Kosten des Stromsystems in 2022 gegenüber heute um 14,7 Mrd. € bzw. 11,8 Mrd. € (mit Kapitalkosten der Kernkraftwerke). Etwa 4,4 Mrd. € verursacht das Stromnetz, wobei insbesondere die jährlichen Kapitalkosten für Umrüstung des Verteil- und Transportnetzes entscheidend sind. Der Großteil des Gesamtkostenanstiegs entfällt auf die Kapitalkosten für erneuerbare Energien sowie deren

Wartung und Instandhaltung. Indem erneuerbare Energien die konventionelle Erzeugung verdrängen, werden ca. 0,8 Mrd. € an Brennstoff- bzw. CO<sub>2</sub>-Kosten gespart. Zudem steigert die Produktion durch Erneuerbare den Saldo für Stromexporte, so dass die resultierenden Nettoexporterlöse um 1,7 Mrd. € gegenüber 2012 ansteigen und die Gesamtsystemkosten reduzieren.

### Ausbau erneuerbarer Energien je nach Technologie entscheidender Risikofaktor für Gesamtsystemkosten

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist der größte Risikofaktor für die Gesamtkosten des Stromsystems. Die angestrebten Ausbaupfade der einzelnen Technologien sind dabei entscheidend für die Wirtschaftlichkeit. Die Mehrkosten für jede weitere TWh an Photovoltaik betragen in 2022 etwa 155 Mio. €, für Offshore-Wind etwa 62 Mio. € und für Onshore-Wind etwa 25 Mio. €. Diese Werte sind keine Stromgestehungskosten, sondern zeigen an, wie sich der Ausbau verschiedener Technologien in den jährlichen Gesamtsystemkosten widerspiegelt. Insbesondere sind darin auch mögliche Kostenersparnisse durch Erneuerbare enthalten.

### Risiko des Netzausbaus für die Gesamtsystemkosten überschaubar

Der zunehmende Ausbau der Erneuerbaren stellt neue Anforderungen an die Übertragungsnetze. Der Netzausbau ist hinsichtlich der jährlichen Gesamtsystemkosten ein überschaubares Risiko. Zwar müssen für den Ausbau der NEP-Maßnahmen ohne Startnetz 12 Mrd. € investiert werden, was die Kapitalkosten um jährlich 1,1 Mrd. € in 2022 erhöht. Da das Ergebnisnetz aber nahezu alle Redispatchkosten vermeidet, sind insgesamt kaum höhere Jahreskosten zu erwarten.

### Bei Nachfragereduktion sinken Gesamtsystemkosten absolut aber steigen spezifisch

Das Wirtschaftlichkeitsrisiko der künftigen Nachfrageentwicklung ist im Rahmen dieser Studie nicht vollständig zu bewerten: Auf der einen Seite verursacht eine konstante Nachfrage im Vergleich zum Zielszenario etwa 2,7 Mrd. € höhere jährliche Gesamtsystemkosten in 2022 durch höheren Brennstoffverbrauch und Mehrbedarf an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Auf der anderen Seite werden die zunehmend fixkostenintensiven Gesamtkosten auf mehr Einheiten Stromnachfrage verteilt, so dass die spezifischen Stromgestehungskosten in 2022 bei konstanter Nachfrage nur 12,1 statt 13,0 ct/kWh im Zielszenario betragen. Unabhängig von der Messgröße des Wirtschaftlichkeitsziels werden in dieser Studie keine Aussagen über die Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen getroffen.



## 6 DAS SYSTEM IST RELEVANT!

In einem Stromversorgungssystem wirken zahlreiche Faktoren aufeinander. Gleichzeitig bestehen auch Wechselwirkungen zwischen dem Stromversorgungssystem und Faktoren außerhalb. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen und wirksame Maßnahmen dafür zu treffen ist es deshalb notwendig, die Interdependenzen des Stromsystems zu erkennen. In diesem Kapitel werden diese Zusammenhänge und die jeweiligen Auswirkungen auf die politischen Zielkategorien Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit aufgezeigt.

### 6.1 Viele Wege führen zum Ziel

Die primären Ziele der Energiewende können durch unterschiedliche Maßnahmen erreicht werden. Da sekundäre Ziele wie Nachfragereduktion oder Erneuerbaren-Ausbau teilweise eine gleichgerichtete Wirkung aufweisen, kann eine Variation dieser Ziele trotzdem zur Erreichung der Primärziele führen. Insbesondere in Bezug auf die aus heutiger Sicht unsichere Erfüllung der Pläne zum Offshore-Ausbau und der Nachfragereduktion kann dies vorteilhaft sein.

#### 6.1.1 Erneuerbare im Vergleich

Ohne den Ausbau erneuerbarer Energien würden unter den Annahmen des Zielszenarios die Gesamtsystemkosten in 2022 auf 54,4 Mrd. € steigen (vgl. Abbildung 70).

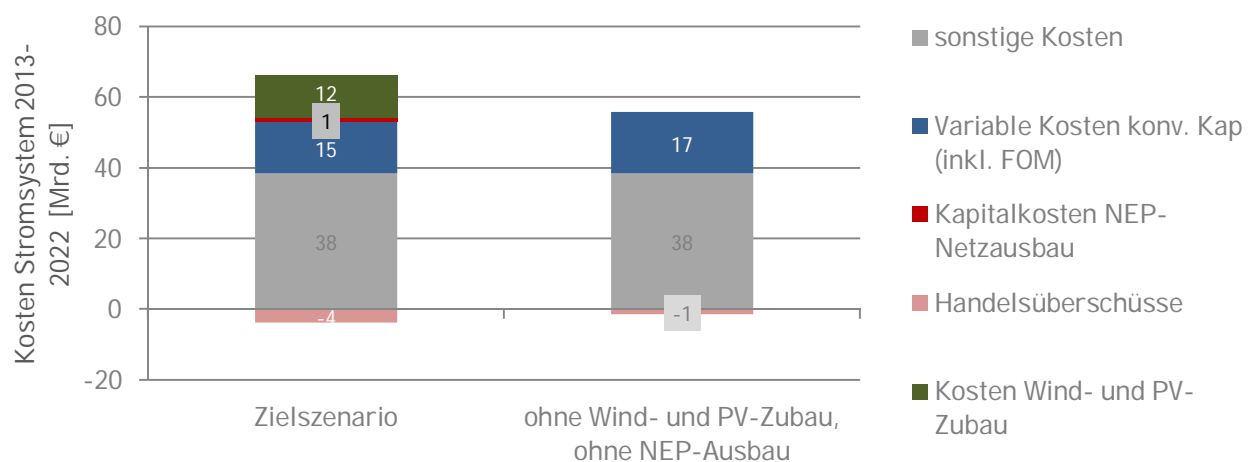


ABBILDUNG 70: GESAMTSYSTEMKOSTEN 2022 MIT UND OHNE EE-AUSBAU

Quelle: EWI.

Die Gesamtkosten des Stromsystems für den Zeitraum 2013 bis 2022 belaufen sich auf 556 Mrd. €. Werden gegenüber heute keine weiteren Kapazitäten an Windenergie und PV zugebaut, belaufen sich die Gesamtkosten auf 511 Mrd. Euro. Ohne diesen Zubau wären die sonstigen Kosten, d.h. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten um etwa 13 Mrd. Euro höher. Gleichzeitig würden Kosten von etwa 58 Mrd. € des zusätzlichen Zubaus von EE vermieden werden (vgl. Abbildung 71).

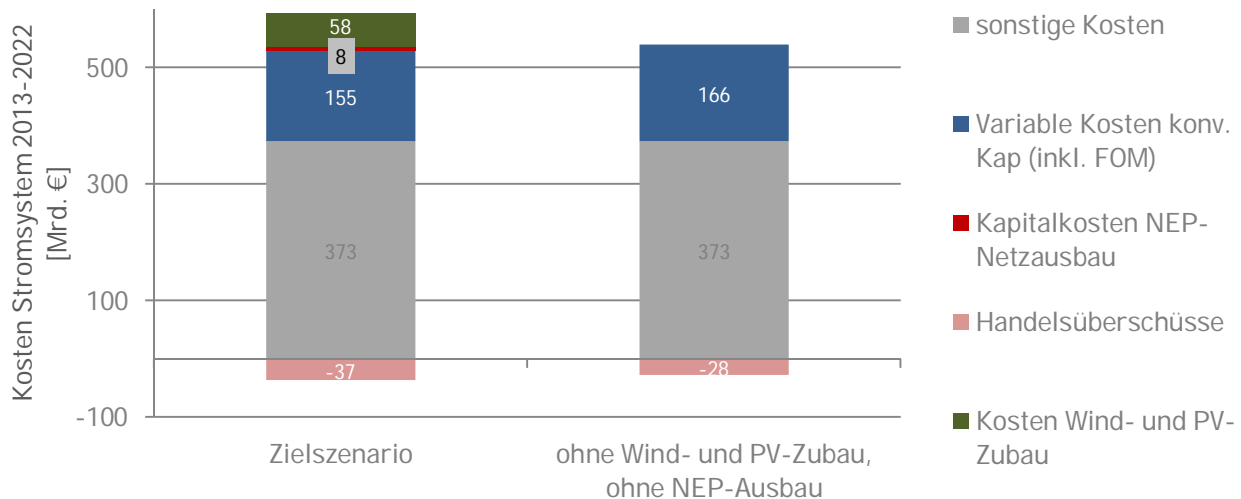


ABBILDUNG 71: KUMULIERTE GESAMTSYSTEMKOSTEN VON 2013-2022 IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Diesen Kostensteigerungen stehen CO<sub>2</sub>-Einsparungen und damit ein Beitrag zum Ziel Umweltverträglichkeit gegenüber. Die Erzeugung aus den verschiedenen erneuerbaren Energien trägt dabei unterschiedlich zu den Zielen der Energiewende bei. Durch den weiteren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik im Zielszenario bis 2022 werden Emissionen in Deutschland insgesamt von etwa 47 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2022<sup>1</sup> reduziert.<sup>2</sup> Im Zeitraum 2013 bis 2022 würden knapp 108 Mrd. Euro in zusätzliche Windkraft- und Photovoltaikkapazitäten investiert. Aus Abbildung 72 wird ersichtlich, dass bei einem Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland von 18 % in 2022 auf PV rund 41 % der EE-Neuinvestitionen bis 2022 entfielen. Für Onshore-Wind ergibt sich dabei ein Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion von 34 % bei 19 % der gesamten Investitionssumme, während Offshore-Wind mit 48 % der CO<sub>2</sub>-Reduktion bei 40 % der Investitionsgesamtsumme liegt.

<sup>1</sup> Der Zusatz „in 2022“ wurde nachträglich zur Präzisierung des Sachverhaltes eingefügt (Version vom 9.9.2013).

<sup>2</sup> Die verbleibende CO<sub>2</sub>-Ersparnis ggü. 2012 wird aus dem angenommenen Ausbau anderer regenerativer Energieträger wie Wasserkraft oder Biomasse, dem Nachfragerückgang und Modernisierungen des konventionellen Kraftwerksparks resultieren. Der Ausbaupfad anderer EE-Technologien außer Wind (On-/Offshore) und Photovoltaik wird in dieser Studie nicht variiert.

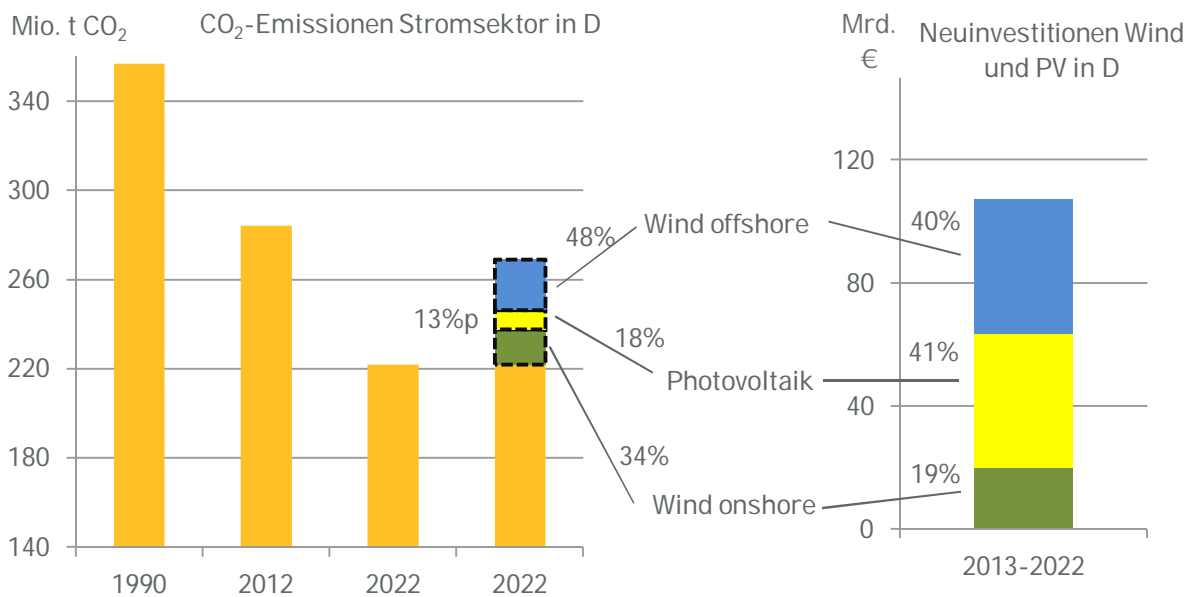


ABBILDUNG 72: BEITRAG ZUR CO<sub>2</sub>-REDUKTION IN 2022 UND INVESTITIONSKOSTEN BIS 2022

Quelle: EWI.

Der Beitrag der Technologien zu den einzelnen Zielen wird durch Tabelle 6 nochmals verdeutlicht.<sup>1</sup> Bis 2022 werden mit jedem GW Zubaupfadvariation ca. 103 Mio. t CO<sub>2</sub> durch Offshore-Wind eingespart, mit Onshore-Wind 45 Mio. t und PV etwa 19 Mio. t. Stellt man diesen Einsparungen die Erhöhung der Gesamtkosten gegenüber, ergeben sich Kosten für die CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland bei Photovoltaik von ~404 €/t, die etwa 3 mal höher als die von Offshore-Wind und ungefähr 8 mal höher als die von Onshore-Wind sind.

TABELLE 6: KOSTEN UND CO<sub>2</sub>-REDUKTION IM DEUTSCHEN STROMSEKTOR: ERNEUERBARE ENERGIEN IM VERGLEICH

1 GW p.a. Ausbaupfadvariation (entspricht 10 GW in 2022)	Kumulierte Reduktion CO <sub>2</sub> - Emissionen bis 2022 [Mio. t]	Kumulierte Erhöhung Gesamtkosten bis 2022 [Mrd. €]	Spezifische Reduktionskosten <sup>2</sup> [€/t CO <sub>2</sub> ]
PV (bis 10 GW p.a.)	19	8	404
Wind Onshore (bis 6 GW p.a.)	45	2	49
Wind Offshore (bis 2 GW p.a.)	103	14	139

Quelle: EWI.

<sup>1</sup> Es handelt sich um gemittelte Werte.

<sup>2</sup> Abweichungen können sich dadurch ergeben, dass die Mittelwertberechnung auf Basis der einzelnen spezifischen Reduktionskosten erfolgt.

Die Wirkung der Ausbaupfadvariationen wird besonders in Abbildung 73 deutlich. Das Zielszenario ist dabei der Ursprung, und die einzelnen Ausbaupfadvariationen sind als Abweichung von den Ergebnissen des Zielszenarios angegeben. Die Veränderung bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen ist auf der Abszisse und die Abweichung bei den jährlichen Gesamtsystemkosten auf der Ordinate aufgetragen. Die Differenzen beziehen sich auf das Jahr 2022.

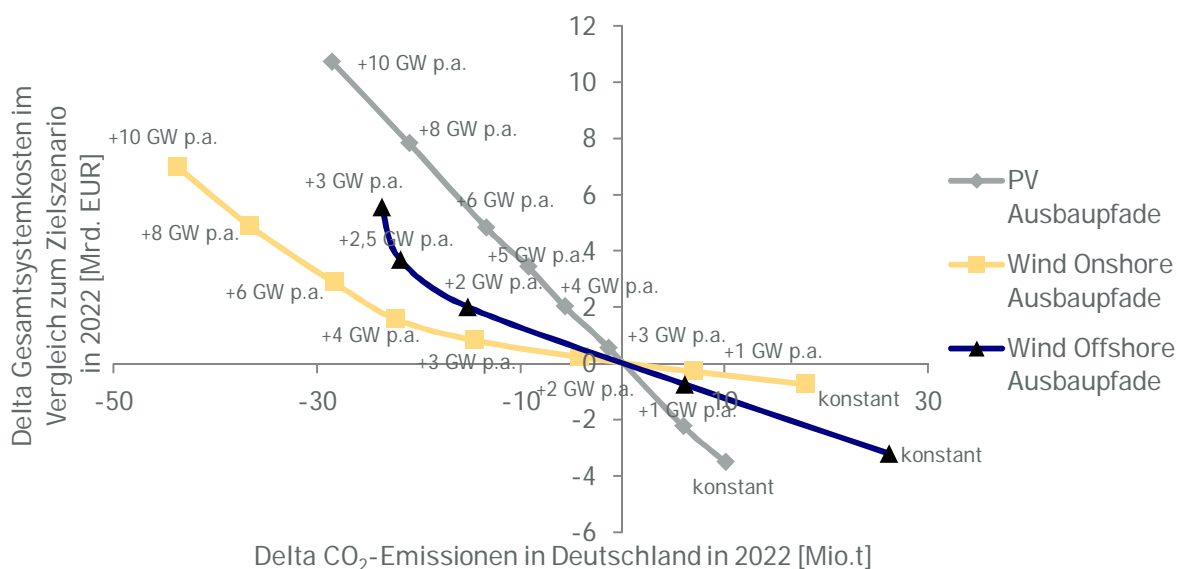


ABBILDUNG 73: DELTA GESAMTSYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IN 2022 IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

So bedeutet ein PV-Ausbaupfad von 5 GW p.a. (50 GW Zubau bis 2022) zunächst einen zusätzlichen Zubau von 2,4 GW p.a. im Vergleich zum Zielszenario (26 GW Zubau). Dadurch steigen die Gesamtsystemkosten im Jahr 2022 um ungefähr 3,5 Mrd. € an und gleichzeitig gehen die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 10 Mio. t zurück.

Durch den Verlauf der Interpolationen zwischen den Ausbaupfaden jeder Technologie spiegelt sich das bereits dargestellte Verhältnis von Gesamtkostensteigerung und CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion wider. Dabei wird nochmals deutlich, dass Onshore-Wind die effizienteste CO<sub>2</sub>-Reduktion bei den betrachteten Technologien ermöglicht, während Photovoltaik die teuerste Option zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland darstellt. Es zeigt sich, dass bei zunehmendem Wind-Ausbau der lineare Zusammenhang zwischen den Zielen nicht mehr besteht, da die Erzeugung nicht mehr in das System integriert werden kann. Wird der Wind nach Börsenergebnis abgeschaltet, entstehen zudem zusätzliche Kosten, da bereits ins Ausland verkaufte Erzeugung durch Redispatch von Kraftwerken bereit gestellt werden muss, die möglicherweise nicht exportiert hätten.

### 6.1.2 Auf Umwegen zum Ziel

Werden Ziele wie die Nachfragereduktion oder der Offshore-Ausbau nicht erreicht, kann durch eine Variation der Ausbaupfade eine mögliche CO<sub>2</sub>-Reduktion wiederhergestellt werden. In der folgenden Abbildung bildet der Ursprung das Zielszenario ohne Nachfragereduktion. Im Vergleich zum Zielszenario werden in 2022 ungefähr 24 Mio. t mehr emittiert, dieser Wert ist auf der Abszisse gekennzeichnet.

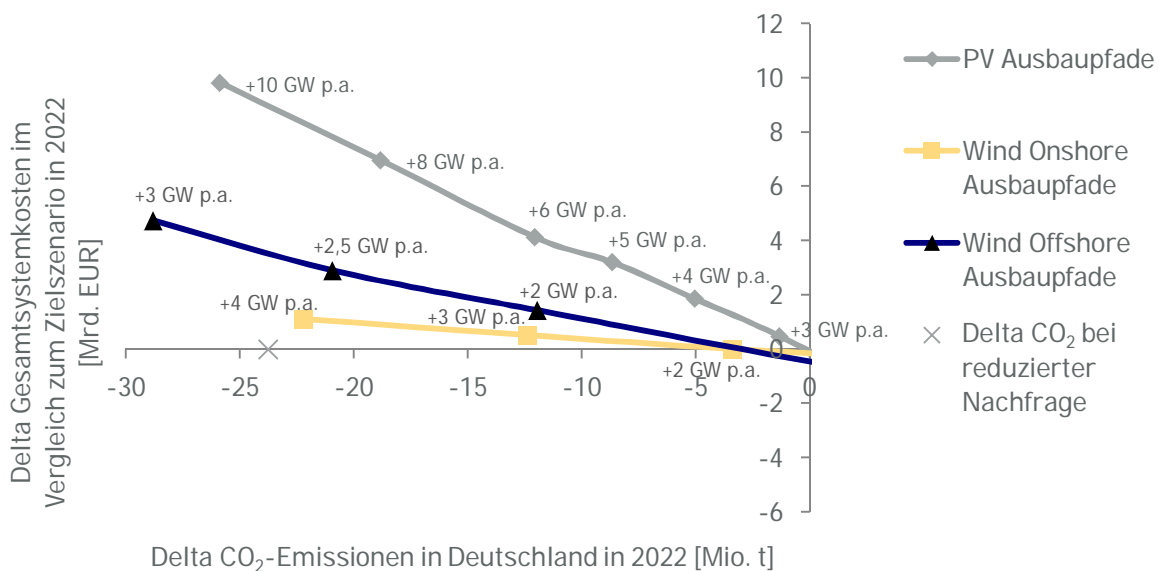


ABBILDUNG 74: DELTA GESAMTSYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IN 2022 IM VERGLEICH ZUM SZENARIO MIT KONSTANTER NACHFRAGE

Quelle: EWI.

Es wird deutlich, dass beispielsweise durch Photovoltaik ein Ausbaupfad nahezu von 10 GW p.a. notwendig wäre. Dies entspräche immerhin 100 GW zusätzlicher Leistung in 2022 im Vergleich zu 2012. Gleichzeitig stiegen die Gesamtsystemkosten in 2022 um fast 11 Mrd. €. Bei Onshore-Wind wäre ein Ausbaupfad knapp über 4 GW p.a. bei Kostensteigerung von unter 2 Mrd. € und bei Offshore-Wind ein Ausbaupfad zwischen 2,5 und 3 GW p.a. bei ca. 4 Mrd. € ausreichend.

Würde nun zusätzlich der Ausbau von Offshore-Wind geringer ausfallen, wären zusätzliche Anstrengungen notwendig. Möglicherweise wäre eine CO<sub>2</sub>-Reduktion in diesem Rahmen nicht allein durch den Ausbau Erneuerbarer erreichbar.

### 6.1.3 Das Netz – der Spielverderber

Wird das Netz nicht ausgebaut, hat das einen direkten Effekt auf die Zielwirkung der erneuerbaren Energien. In den folgenden Abbildungen wird jeweils dargestellt was passieren würde, wenn die NEP-Maßnahmen nicht realisiert werden würden.

In Abbildung 75 zeigt sich beim Ausbau der Photovoltaik eine Rechts-Verschiebung der Zielwirkung. Dies bedeutet, dass der Zusammenhang zwischen Gesamtsystemkosten und CO<sub>2</sub>-Reduktion in Deutschland nach wie vor robust ist. Allerdings würden für die gleiche Zielerreichung wie im Zielszenario entweder ungefähr ~1,2 Mrd. € Mehrkosten anfallen, um die gleiche CO<sub>2</sub>-Reduktion zu erhalten oder ~4 Mio. t mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen in 2022 in Kauf genommen werden, falls die Kosten sich nicht verändern sollen.

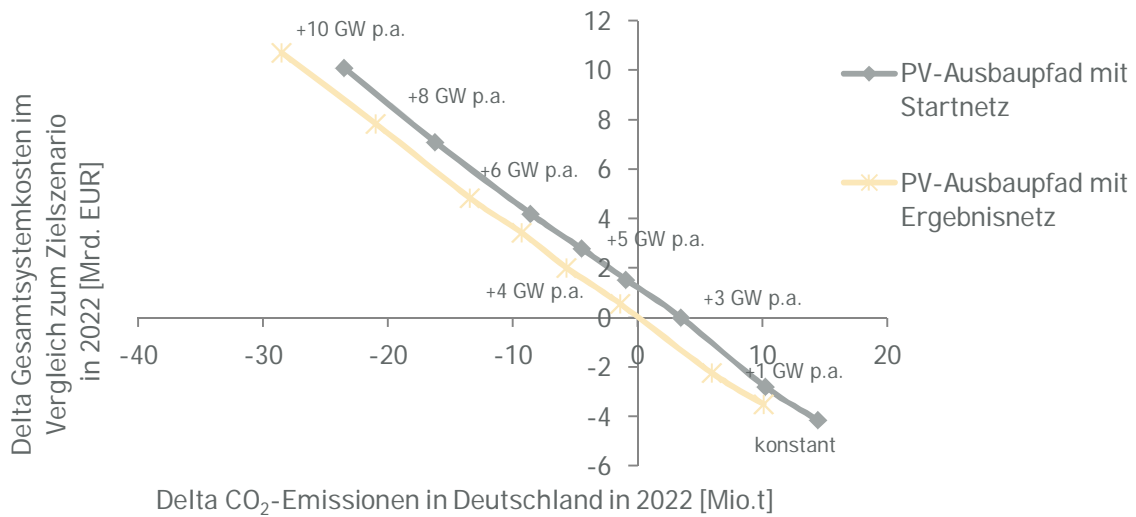


ABBILDUNG 75: DELTA GESAMTSYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN PV-AUSBAUPFADE IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO 2022

Quelle: EWI.

In Abbildung 76 zeigt sich für Onshore-Wind, dass der Zusammenhang zwischen Mehrkosten und CO<sub>2</sub>-Vermeidung für das Startnetz bei höheren Ausbaupfaden zunächst steiler als für das Ergebnisnetz ist. D.h. es kostet nun mehr, die gleiche CO<sub>2</sub>-Reduktion zu erreichen. Gleichzeitig ist auch die Wirksamkeit eines zusätzlichen Ausbaus an Kapazität verringert. Beispielsweise bedeutet ein Ausbaupfad von 4 GW p.a. mit dem Startnetz nur noch eine Reduktion von ungefähr ~14 Mio. t CO<sub>2</sub> im Vergleich zu ~22 Mio. t mit den NEP-Ausbauten.

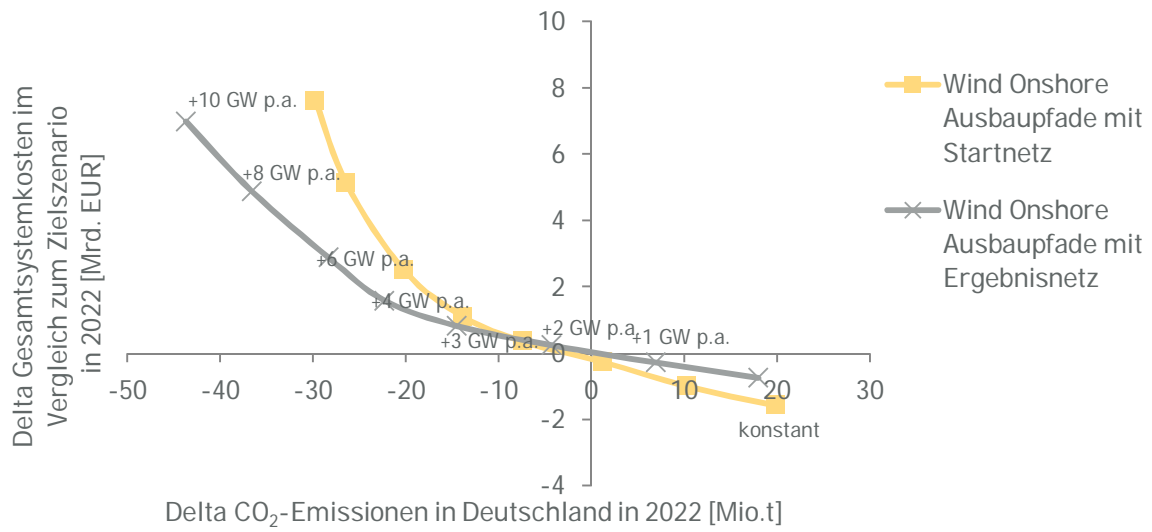


ABBILDUNG 76: DELTA GESAMTSYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN ONSHORE-AUSBAUPFADE IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO 2022

Quelle: EWI.

Für Offshore-Wind verschlechtert sich der Wirkungszusammenhang von CO<sub>2</sub>-Vermeidung und Mehrkosten zwischen verschiedenen Netzausbaustufen deutlich. Bei Variation von Ausbaupfaden bis 2 GW p.a. wird zunächst ebenfalls das Verhältnis von CO<sub>2</sub>-Reduktion und Gesamtkostenanstieg ungünstiger.

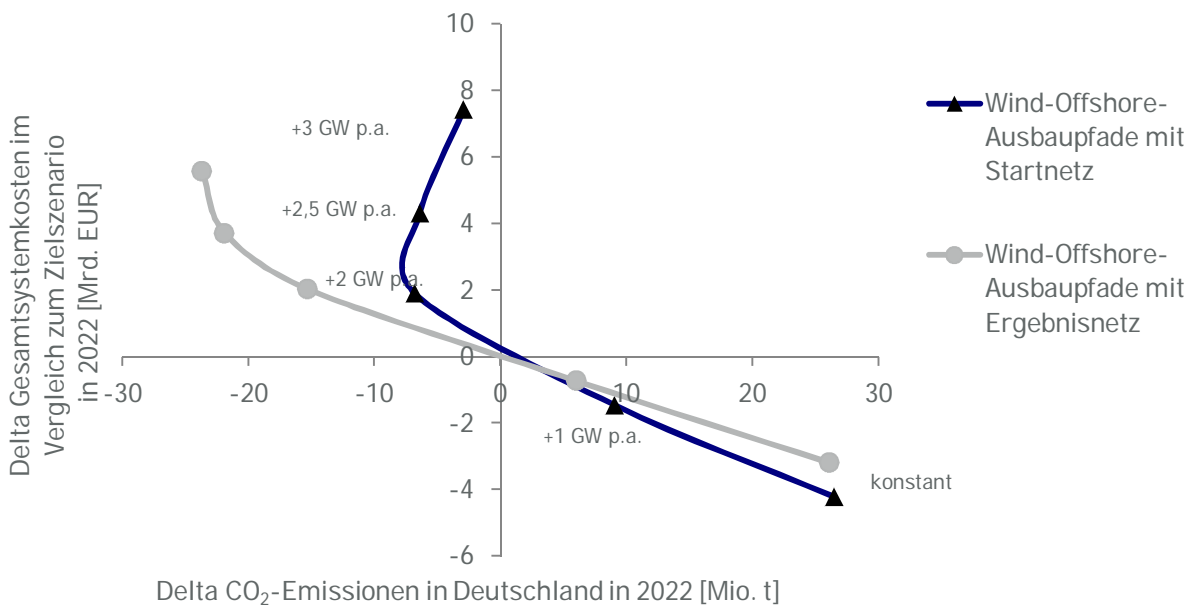


ABBILDUNG 77: DELTA GESAMTSYSTEMKOSTEN UND CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN OFFSHORE-AUSBAUPFADE IM VERGLEICH ZUM ZIELSZENARIO 2022

Quelle: EWI.

Wie bei Onshore-Wind wird außerdem die Wirksamkeit des Ausbaus beschränkt. Dies zeigt sich zunächst beim Ausbaupfad von 2 GW p.a., der bei nahezu gleichen Kosten ca. 8 Mio. t mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweist. Die Wirksamkeit des Offshore-Ausbaus verkehrt sich bei höheren Ausbaupfaden sogar ins Negative, d.h. zusätzlicher Ausbau kostet mehr, aber bringt weniger CO<sub>2</sub>-Reduktion. Dies rührt daher, dass erzeugter Strom aus Offshore-Wind bereits am Großhandelsmarkt verkauft wurde, allerdings nicht übertragen werden kann. Dadurch müssen konventionelle Kraftwerke angefahren werden, um das Handelsergebnis aufrecht zu erhalten. Sind dies Kraftwerke mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen wie Braun- oder Ölkraftwerke, kommt es zu Mehremissionen.

Die Analysen dieses Abschnitts zeigen, dass bei der Integration der Erneuerbaren in das Stromversorgungssystem stets der systemische Zusammenhang zu beachten ist: Werden vorgegebene Ziele hinsichtlich Erneuerbaren-Ausbau oder Nachfragereduktion nicht erreicht, gibt es im Stromsystem zahlreiche Möglichkeiten, die Abweichungen durch andere Maßnahmen zu korrigieren. So kann die CO<sub>2</sub>-Bilanz trotz Verfehlers des Nachfrageziels z.B. durch einen zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren korrigiert werden. Die Erneuerbaren-Technologien unterscheiden sich allerdings hinsichtlich ihrer Kosten und dem Potential zur CO<sub>2</sub>-Reduktion. Verglichen mit Offshore-Wind und insbesondere Photovoltaik ist der Zubau von Onshore-Wind eine kostengünstige Alternative. Gelingt es jedoch nicht, diesen Zubau an den entsprechenden Netzausbau zu koppeln, verpufft dieser Vorteil. Denn um einem überlasteten Netz entgegenzuwirken, müssen Windkraftanlagen abgeschaltet und durch konventionelle Erzeugung ersetzt werden.

## 6.2 Deutschland – eine Insel?

Deutschland liegt mitten in Europa. Durch die enge Kopplung von Märkten im Rahmen der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes, aber auch durch die enge Vermaschung des Übertragungsnetzes steht Deutschland in Wechselwirkungen mit dem benachbarten Ausland. Deutsche Maßnahmen wirken damit sowohl auf andere europäischen Märkte, als auch auf die europäische Infrastruktur. Eine isolierte deutsche Sichtweise, sei es in Messgrößen von Maßnahmen wie CO<sub>2</sub>-Emissionen oder bei Setzung institutioneller Rahmenbedingungen, greift damit zu kurz.

### 6.2.1 Deutsche Maßnahmen wirken europäisch

In den kommenden Jahren ist ein erklärtes Ziel der Bundesregierung, die Leistung der erneuerbaren Energien zu erhöhen. Nach Annahme des Netzentwicklungsplans steigt bis 2022 die Stromerzeugung aus Onshore-Wind gegenüber 2012 um 35 TWh, aus Offshore-Wind um 54 TWh und aus Photovoltaik um 23 TWh. Mehr als ein Drittel dieser zusätzlichen EE-Erzeugung



erhöht jedoch ausschließlich den deutschen Exportüberschuss (vgl. Abbildung 78).<sup>1</sup> Nur zwei Drittel verdrängen deswegen konventionelle Erzeugung im Inland.

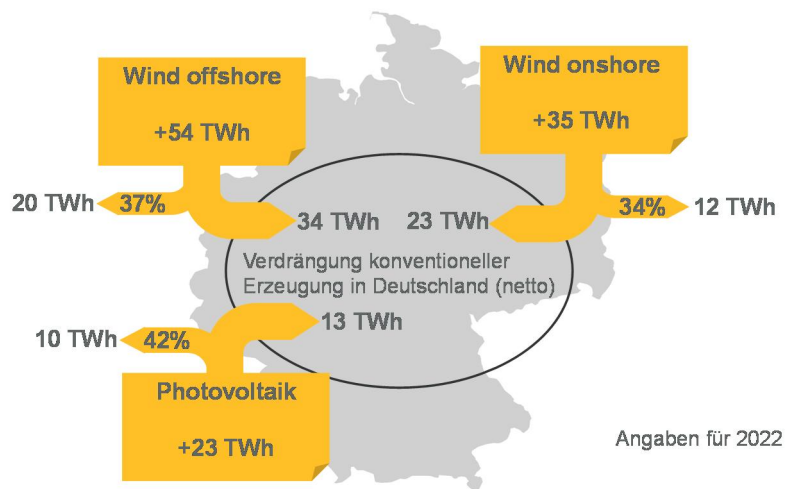


ABBILDUNG 78: WIRKUNGEN DES ERNEUERBAREN-ZUBAUS AUF DEN HANDELSALDO

Quelle: EWI.

Analog ist auch die Wirkung einer Nachfragereduktion in Deutschland. Für jede TWh an Nachfragereduktion erhöht sich der Exportüberschuss um ein Drittel dieser Einsparung. Somit führt die Reduktion der Nachfrage nicht vollständig zu einer Verdrängung konventioneller Erzeugung.

Die Kosten für den Erneuerbaren-Ausbau oder eine Nachfragereduktion fallen alleinig in Deutschland an. Dagegen wird der Nutzen mit den Nachbarländern geteilt: indem konventionelle Kraftwerke im Ausland aus dem Markt gedrängt werden, verbessert sich gleichermaßen die CO<sub>2</sub>-Bilanz jener Länder. Dadurch haben die Erneuerbaren nicht nur einen Einfluss auf die Netzphysik in den Nachbarstaaten, sondern auch auf den Kraftwerkseinsatz in den benachbarten Märkten und auf deren Preisbildung. So werden beispielsweise durch Einspeisung von Photovoltaik in Mittagsstunden Preisspitzen in den Nachbarländern reduziert. Während die Nachfrageseite davon durchaus profitiert, hat diese Reduktion gleichzeitig eine negative Auswirkung auf die Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber.

## 6.2.2 Institutionelle Grenzen und die physische Realität

In Europa existieren nationale Stromgroßhandelsmärkte, die mit der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes durch verschiedene Mechanismen verbunden sind. So befindet sich Deutschland aktuell beispielsweise in einer Marktkopplung mit Frankreich und den BeNeLux-Staaten in der regionalen Initiative Central Western Europe (CWE).

<sup>1</sup> Dazu wurde ein Vergleich zwischen jeweils unverändertem Erneuerbaren-Anteil und den einzelnen Zubaupfaden durchgeführt. Die Aussage bleibt auch bei konstanter Nachfrage sowie bei einer unveränderten Entwicklung aller Erneuerbaren-Technologien robust.

Der Handel zwischen den nationalen Märkten ist in der Regel durch eine Begrenzung der Übertragungskapazität beschränkt. Diese Kapazität wird durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe des ENTSO-E NTC/ATC-Verfahrens ermittelt.<sup>1</sup> Grundsätzlich wird unterstellt, dass innerhalb der (nationalen) Marktregion keine Engpässe auftreten.

Die Ergebnisse des Stromgroßhandelsmarkts unter Berücksichtigung der länderübergreifenden Übertragungskapazitäten werden durch die Übertragungsnetzbetreiber der betreffenden Regelzonen unter zusätzlicher Berücksichtigung von inländischen Netzrestriktionen geprüft. Stellt sich dabei heraus, dass der Fahrplan nicht realisierbar ist, greift der Übertragungsnetzbetreiber ein und führt innerhalb seiner Regelzone Maßnahmen zur Fahrplananpassung durch.

Durch die starken Veränderungen im Stromversorgungssystem kann es in diesem institutionellen Rahmen zu Ineffizienzen kommen, die mitunter auch die Versorgungssicherheit beeinträchtigen können. Eine Beispiel-Situation wird im Folgenden für eine Morgenstunde im Winter 2022 skizziert, in der eine Starkwindfront zu hoher Stromerzeugung aus Windenergie im Norden erhöht.

---

<sup>1</sup> Dabei wird zunächst die theoretische Übertragungskapazität ermittelt und um eine Sicherheitsmarge verringert. Anschließend wird die verbleibende Kapazität aufgeteilt jährlich, monatlich und täglich verauktioniert. Die Kapazität der jährlichen und monatlichen Auktion ist dabei hauptsächlich durch (infra)strukturelle Größen wie die Netztopologie beeinflusst. Die tägliche Auktion berücksichtigt zusätzlich die tatsächliche Lastsituation, u.a. auch die Prognose der Windeinspeisung.

Werktag, 6 Uhr mit Starkwind im Winter 2022 (Startnetz)

	Handel	Physische Situation
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoher Anteil an Erzeugung aus Windenergie auf dem Spotmarkt</li> <li>• Wenige konventionelle Kraftwerke decken die verbleibende Nachfrage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Windeinspeisung führt zu regionalen Leistungsüberschüssen im Norden</li> <li>• Gleichzeitig Leistungsdefizite in der Mitte und im Süden Deutschlands durch geringen Anteil konventioneller Kraftwerke</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aus nördlich angrenzenden Nachbarländern wird auf Grund dort hoher Windeinspeisung und damit verbundenen niedrigen Spotpreisen importiert</li> <li>• Durch relativ niedrigen Spotpreis in Deutschland steigende Exporte in südliche und östliche Nachbarstaaten</li> </ul>	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deutsches Netz nach Handelsergebnis der Spotmärkte durch innerdeutsche Verteilung von Erzeugung und Last und Nord-Süd-Transite deutlich überlastet</li> </ul>

<p>EE-Abschaltung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nominelle Aufrechterhaltung des Handelsergebnisses</li> <li>• Mögliche Ineffizienzen durch Diskrepanz zwischen Marktergebnis und Realisierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzüberlastung wird teilweise durch das Herunterregeln und Hochfahren konventioneller Kraftwerke in den deutschen Regelzonen behoben</li> <li>• Zusätzlich wird Abschaltung erneuerbarer Energien im Norden notwendig</li> </ul>
<p>Unterdeckung</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trotz Redispatch-Maßnahmen und EE-Abschaltung kann Situation nicht behoben werden: Der Engpass bleibt bestehen, es kommt zur Unterdeckung im Süden</li> </ul>
Weitere kurzfristige Maßnahmen:		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eingriff in Im- und Exporte nach Marktergebnis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zugriff auf ausländische Kraftwerke</li> <li>• Last-Abschaltung</li> </ul>

ABBILDUNG 79: BEISPIELHAFTE DARSTELLUNG DER MÖGLICHEN AUSWIRKUNG EINER STARKWINDSITUATION IN 2022 BEI NICHT-REALISIERUNG DER NEP-MASSNAHMEN

Quelle: EWI.

Institutionell definierte Grenzen sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen unzureichend. Dies führt dazu, dass beispielsweise deutsche Übertragungsnetzbetreiber auf Kraftwerke in Regelzonen anderer Netzbetreiber zugreifen, um die Netzstabilität in Deutschland zu gewährleisten. Zudem wird Knappheit im Übertragungsnetz entweder nicht sichtbar (innerdeutsch) oder nicht ausreichend (länderübergreifend) im Handel berücksichtigt. Beachtet der Handel die physische Realität, können Knappheiten im Markt eingepreist werden. Dazu ist es notwendig, dass einerseits eine effiziente Nutzung vorhandener Infrastruktur gewährleistet ist.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Zum Beispiel durch lastflussbasierte Verfahren zur Kapazitätsermittlung, die aus Effizienzbetrachtungen NTC/ATC-Verfahren vorzuziehen sind. Innerhalb der CWE ist die Einführung eines solchen Verfahrens für 2013 geplant.

Andererseits sollten die Gegebenheiten der Infrastruktur maßgeblich für die effiziente Definition regionaler Grenzen von Institutionen, beispielsweise Markt- oder Regelzonengebiete, sein.

Die Ausführungen zeigen, dass Maßnahmen nie alleinig im deutschen Stromsystem wirken, sondern stets im europäischen Systemverbund: Der Zubau an erneuerbaren Energien in Deutschland verdrängt nicht ausschließlich die deutsche konventionelle Stromerzeugung, sondern steigert zu einem großen Teil auch die Nettoexporterlöse. Eine Abwägung von Kosten und Nutzen gewählter Maßnahmen muss deshalb aus einer europäischen Perspektive erfolgen. Dies gilt auch für den institutionellen Rahmen des Handels und Systembetriebs.

### 6.3 Brennstoffpreise – die große Unbekannte?

In der Debatte um die Energiewende stehen für den Stromsektor insbesondere der Ausbau der Erneuerbaren und des Netzes, der Zubau von gesicherter Leistung sowie die Reduktion der Nachfrage im Vordergrund. Neben jenen großen Umbrüchen in der Infrastruktur sieht sich das Stromsystem aber auch einem bestehenden Kraftwerkspark mit langlebigen Assets gegenüber: der Einsatz dieser konventionellen Kraftwerke determiniert maßgeblich die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Stromsektors. Trotz Nachfragereduktion und Ausbau der erneuerbaren Energien sorgt der konventionelle Kraftwerkspark auch 2022 im politischen Zielszenario noch für fast 50 % der deutschen Bruttostromerzeugung. Ob nun CO<sub>2</sub>-intensive Braun- oder Steinkohlekraftwerke oder weniger CO<sub>2</sub>-intensive Erdgaskraftwerke zum Einsatz kommen, wird durch das Zusammenspiel von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen bestimmt. Die sich ergebenden variablen Kosten sind entscheidend für den Kraftwerkseinsatz und damit letztlich auch für die Umweltverträglichkeit, d.h. die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Stromsektors.

#### 6.3.1 Einsatzreihenfolge und CO<sub>2</sub>-Bilanz

Indem Erzeugung aus fossilen Brennstoffen verdrängt wird, wirkt Stromproduktion aus Erneuerbaren positiv auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz. Dabei werden jene Kraftwerke als erstes aus dem Markt gedrängt, die die höchsten variablen Erzeugungskosten aufweisen.

Abbildung 80 liefert einen tieferen Einblick in die variablen Kosten und Einsatzreihenfolge von Kraftwerken. Die Abbildung stellt die Merit Order für das Jahr 2012, d.h. die variablen Kosten sowie die dazugehörigen Erzeugungskapazitäten von Braun- und Steinkohle sowie Erdgas, dar. Die Erzeugungskapazitäten sind unterteilt in moderne und ältere Kraftwerke, die sich hinsichtlich ihres Wirkungsgrads und entsprechend den variablen Kosten unterscheiden.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> In der Modellierung gibt es eine differenziertere Implementierung der Technologien. Aus schematischen Gründen wurden verschiedene Technologien und Altersstrukturen aggregiert.

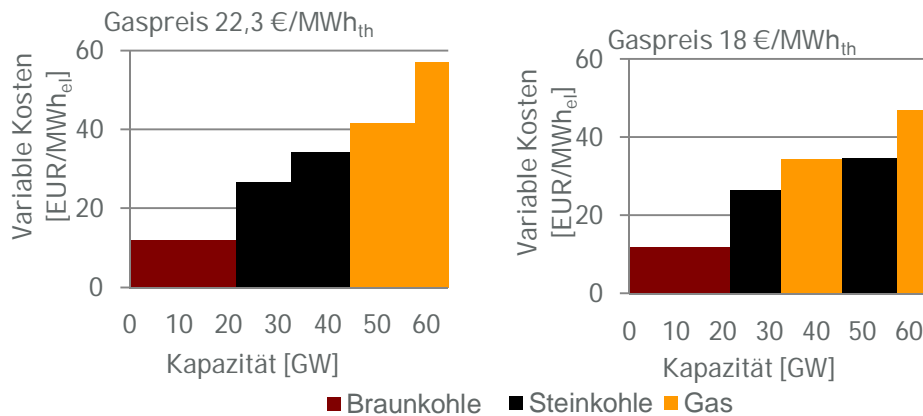


ABBILDUNG 80: MERIT ORDER IN 2012 FÜR BRAUN-, STEINKOHLE UND ERDGAS BEI VARIATION VON GASPREISEN

Quelle: EWI.

Beim für 2012 angenommenen CO<sub>2</sub>-Preis (7,3 €/t CO<sub>2</sub>), sowie den Preisen für Erdgas (22,3 €/MWh<sub>th</sub>) und Kohle (9,8 €/MWh<sub>th</sub>) können selbst moderne Gaskraftwerke preislich nicht mit den ältesten Steinkohlekraftwerken konkurrieren. Dass Gaskraftwerke preislich nicht wettbewerbsfähig gegenüber Steinkohlekraftwerken sind bedeutet nicht automatisch, dass es gar keinen Einsatz von Gaskraftwerken gibt. In Zeiten hoher Residuallast können Gaskraftwerke in den Markt kommen, genauso wie zur Bereitstellung von Flexibilität oder Wärme. Die Abbildung zeigt außerdem, dass unter Annahme eines Gaspreises von 18 €/MWh<sub>th</sub> in 2012, Gaskraftwerke preislich mit den ältesten Kohlekraftwerken kompetitiv wären.

Betrachtet man das Jahr 2022 des Zielszenarios (vgl. Abbildung 81), so sind moderne Gaskraftwerke bei einem Gaspreis von 26 €/MWh<sub>th</sub>, einem CO<sub>2</sub>-Preis von 24,5 €/t und einem Steinkohlepreis von 9,7 €/MWh<sub>th</sub> nicht mit den gezeigten Kohlekraftwerken kompetitiv.

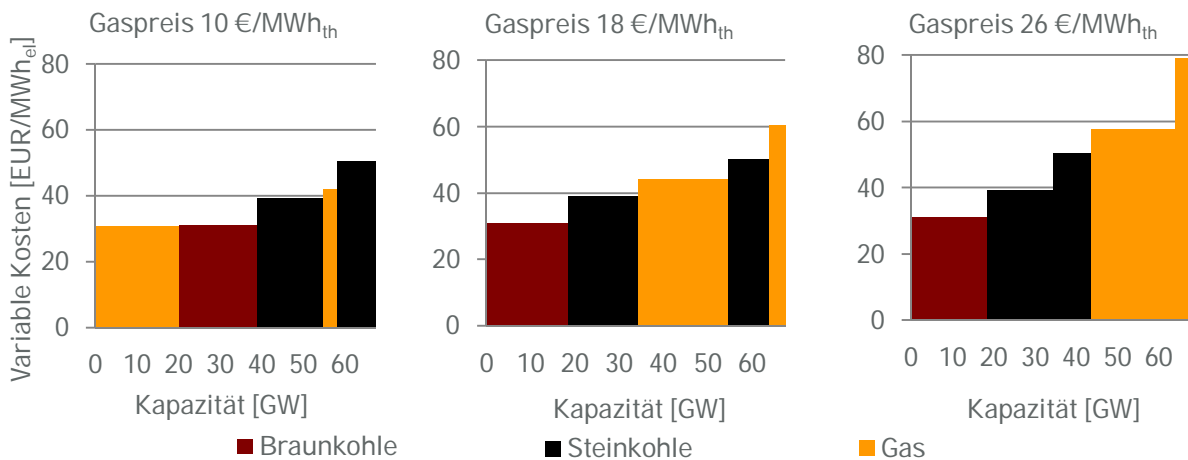


ABBILDUNG 81: MERIT ORDER IN 2022 FÜR BRAUN-, STEINKOHLE UND ERDGAS BEI VARIATION VON GASPREISEN

Quelle: EWI.

Bei Annahme eines geringeren Gaspreises (18 €/MWh<sub>th</sub>) stünden in 2022 moderne Gaskraftwerke in der Merit Order vor eben jenen Steinkohlekraftwerken, was deren Einsatzwahrscheinlichkeit verringern würde. Bei einem Gaspreis von 10 €/MWh<sub>th</sub> findet bei dem angenommenen Gaspreis bereits ein Wettbewerb mit Grundlastkraftwerken statt.

Um den Wirkungsmechanismus von Erzeugung aus Erneuerbaren, Kraftwerkseinsatz und variablen Erzeugungskosten genauer zu untersuchen, zeigt Abbildung 82 die stündliche Erzeugungsstruktur eines Schwachwindtages (Werktag, links) sowie eines Starkwindtages (Wochenende, rechts) im Sommer 2012 des Zielszenarios. Die konventionelle Erzeugung von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas ist dabei nach ihren jeweiligen variablen Erzeugungskosten angeordnet.

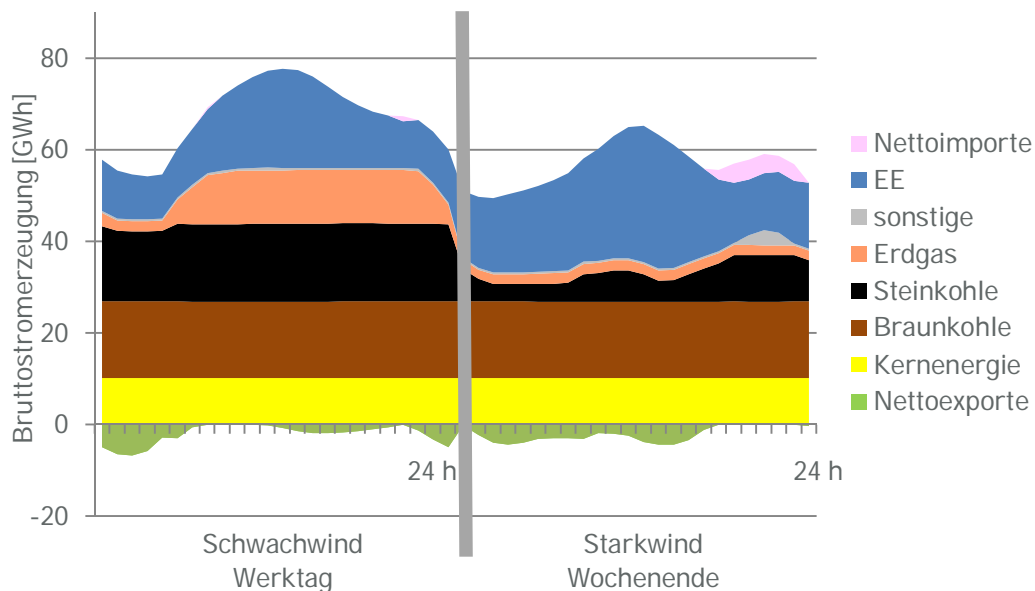


ABBILDUNG 82: ERZEUGUNGSSTRUKTUREN SOMMER 2012 IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Am Schwachwindtag produzieren neben den Kern- und Braunkohlekraftwerken auch die meisten Steinkohlekraftwerke an der Kapazitätsgrenze. Obwohl Gaskraftwerke teurer sind als Steinkohlekraftwerke, kommen sie trotzdem in den Markt, da die residuale Nachfrage aufgrund der vergleichsweise geringen EE-Einspeisung in den Tagesstunden hinreichend hoch ist.

Am betrachteten Starkwindtag ist die Nachfrage wegen des Wochenendes geringer. Starker Wind bei niedriger Nachfrage bewirkt, dass die Erneuerbaren die Gaskraftwerke weitgehend aus dem Markt drängen. Auch die Steinkohlekraftwerke sind geringer ausgelastet. Deutlich erkennbar ist die Solareinspeisung mittags, die trotz dann höherer Last nur zu einem leichten Anstieg an Steinkohleverstromung führt. Die Nachfragespitze in den Abendstunden (d.h. ohne PV-Einspeisung) wird größtenteils durch Kohlekraftwerke bedient. Braunkohlekraftwerke können auch an diesem betrachteten Tag voll durchfahren.

Abbildung 83 zeigt denselben Zusammenhang für das Jahr 2022 des Zielszenarios. Wieder sind ein Schwachwindtag (Werktag) und ein Starkwindtag (Wochenende) dargestellt, und erneut sind Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke hinsichtlich ihrer kurzfristigen variablen Kosten angeordnet. Dennoch ergibt sich aufgrund der höheren EE-Kapazitäten, Kernenergieausstiegs und der geringeren Nachfrage ein anderes Bild.

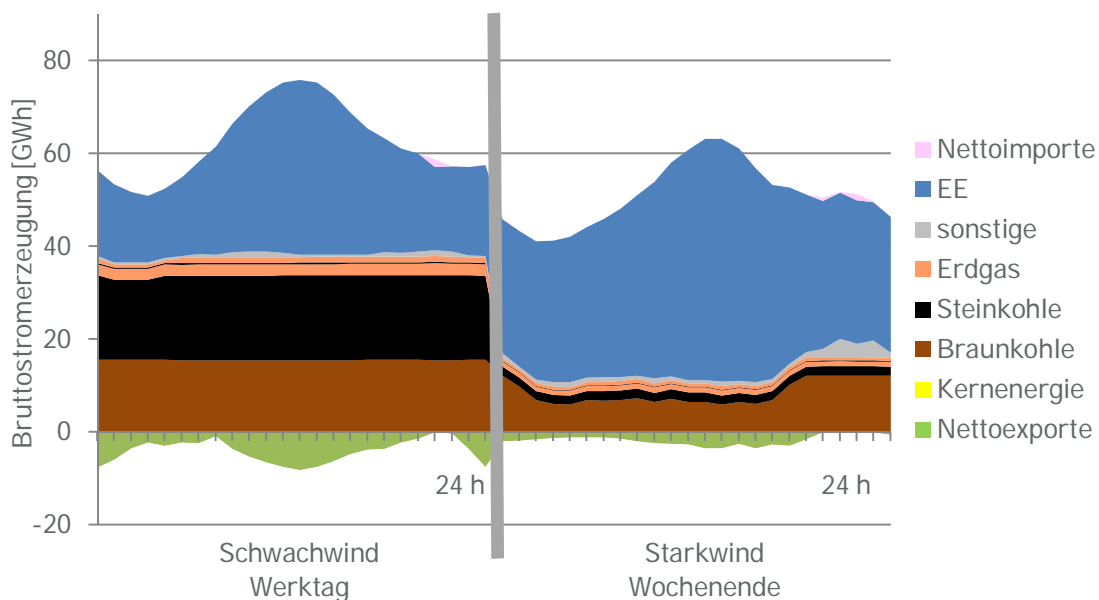


ABBILDUNG 83: ERZEUGUNGSSTRUKTUREN SOMMER 2022 IM ZIELSZENARIO

Quelle: EWI.

Am Schwachwindtag mit hoher Nachfrage sorgen insbesondere PV-Anlagen dafür, dass eine EE-Leistung von knapp 36 GW in der Mittagszeit bereitgestellt wird. Trotz der geringen Windeinspeisung werden weniger als 40 GW an konventioneller Leistung benötigt. Diese liefern nahezu vollständig Stein- und Braunkohlekraftwerke. Gaskraftwerke, die wie gesehen nur zu höheren variablen Kosten Strom generieren, erzielen trotz der hohen Nachfrage und geringen Mengen an Windstrom nur einen geringen Marktanteil. Ein Vergleich von Abbildung 82 und Abbildung 83 zeigt, dass an diesem beispielhaften Tag die zusätzlichen EE-Mengen in 2022 gegenüber 2012 die Kernenergie ersetzen und Gaskraftwerke verdrängen.

An einem Wochenendtag mit geringerer Nachfrage und höherer Windeinspeisung verdrängen die Erneuerbaren alle Steinkohle- und Gaskraftwerke nahezu vollständig aus dem Markt. Die PV-Einspeisung mittags sorgt dafür, dass auch Braunkohlekraftwerke zurückgefahren werden müssen.

Abbildung 84 zeigt erneut dieselben beispielhaften Tage für das Jahr 2022, allerdings wird nun ein Gaspreis von 18 €/MWh<sub>th</sub> im Vergleich zu 26 €/MWh<sub>th</sub> im Zielszenario unterstellt. Die Folge ist, dass Stromerzeugung durch moderne GuD-Kraftwerke günstiger erfolgt als durch den



überwiegenden Teil der Steinkohlekraftwerke. Erneut sind im Diagramm Braunkohle-, Gas- und Steinkohlekraftwerke entsprechend ihrer variablen Kosten angeordnet.

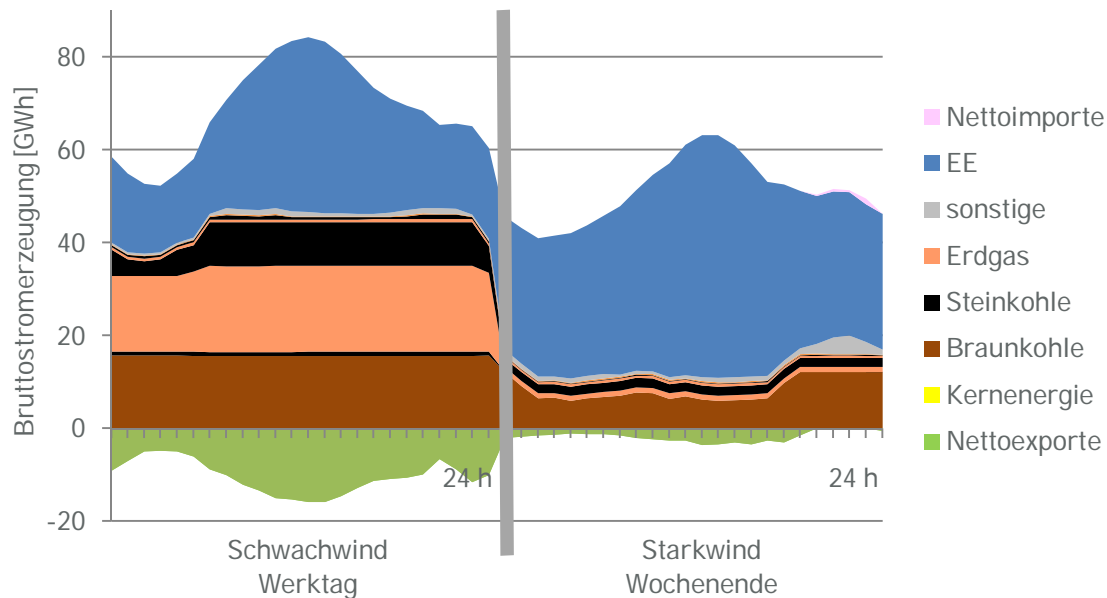


ABBILDUNG 84: ERZEUGUNGSSTRUKTUREN SOMMER 2022 BEI GASPREIS 18 €/MWh<sub>TH</sub>

Quelle: EWI.

Während an einem Starkwindtag mit niedriger Last eine ähnliche Erzeugungssituation wie im Zielszenario vorliegt, wird der Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas für den Schwachwindtag deutlich erkennbar. Der niedrigere Gaspreis führt dazu, dass moderne GuD-Kraftwerke Strom günstiger produzieren können als der überwiegende Teil der Steinkohlekraftwerke. Während diese GuD-Kraftwerke mit hoher Auslastung fahren, ist der Marktanteil für Steinkohleverstromung deutlich geringer. Im Gegensatz zum Zielszenario werden bei einem unterstellten niedrigen Gaspreis nicht zuerst ausschließlich Gaskraftwerke durch EE-Erzeugung aus dem Markt gedrängt, sondern auch Steinkohlekraftwerke. Die Folge ist ein geringerer CO<sub>2</sub>-Ausstoß. An Starkwindtagen ist dieser Effekt vernachlässigbar, da die residuale Nachfrage in diesen Situationen überwiegend durch Braunkohle gedeckt wird und sowohl Steinkohle- als auch Erdgaskraftwerke nicht in den Markt kommen.

### 6.3.2 Gaspreis und CO<sub>2</sub>-Preis

Neben den Brennstoffkosten determiniert auch der CO<sub>2</sub>-Preis die kurzfristigen variablen Kosten von Kraftwerken und damit deren Einsatzentscheidung. Der CO<sub>2</sub>-Preis ergibt sich auf dem Markt für Emissionszertifikate, dem EU-ETS. Nach ökonomischer Theorie hängt dieser Preis ab von der bereitgestellten Menge an Zertifikaten und den entsprechenden Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung über all jene Sektoren, die am Emissionshandel teilnehmen. Da sich diese Studie ausschließlich mit dem deutschen Stromsystem befasst, ist es folglich naheliegend, den CO<sub>2</sub>-Preis als gegeben anzunehmen und nicht etwa endogen zu modellieren.

Die künftige Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises stellt gleichwohl einen Unsicherheitsfaktor dar und wird demnach in dieser Studie untersucht. Wie die Ergebnisse in Abschnitt 5.4 gezeigt haben, findet ein nennenswerter Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas bei den angenommenen Brennstoffpreisen des Zielszenarios ab einem CO<sub>2</sub>-Preis von 40 €/t statt.

Abbildung 85 verdeutlicht, dass mit dem CO<sub>2</sub>-Preis grundsätzlich die variablen Erzeugungskosten aller fossilen Kraftwerke steigen. Aufgrund seiner geringeren CO<sub>2</sub>-Intensität ist der Kostenanstieg bei Erdgas aber geringer als bei Kohle. Durch den CO<sub>2</sub>-Preis schließt sich also der Preisunterschied für Brennstoffe zwischen Erdgas- und Steinkohleverstromung. Moderne GuD-Kraftwerke sind bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 40 €/t in 2022 preislich kompetitiv mit älteren Klassen von Steinkohlekraftwerken.

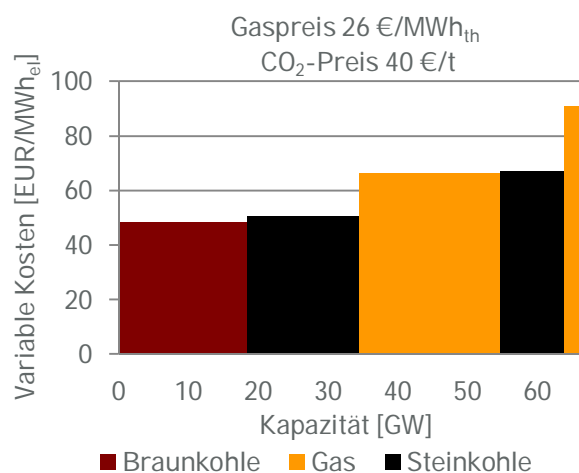


ABBILDUNG 85: MERIT ORDER IN 2022 FÜR BRAUN-, STEINKOHLE UND ERDGAS BEI GASPREIS VON 26 €/MWh<sub>TH</sub> UND CO<sub>2</sub>-PREIS VON 40 €/MWh<sub>TH</sub>

Quelle: EWI.

Diesen Zusammenhang kontrastiert Abbildung 86, in der die variablen Erzeugungskosten von Gaskraftwerken bei einem Erdgaspreis von nun 18 €/MWh<sub>th</sub> mit jenen von Stein- und Braunkohlekraftwerken für das Jahr 2022 verglichen werden. Zudem wird nun ein CO<sub>2</sub>-Preis von 30 €/t angenommen. Es zeigt sich, dass bei einem geringeren Erdgaspreis bereits ein deutlich niedrigerer CO<sub>2</sub>-Preis zu einem Fuel-Switch führt. Die variablen Kosten von modernen GuD-Kraftwerken sind unter diesen Preisannahmen günstiger als jene eines Großteils an Steinkohlekraftwerken.

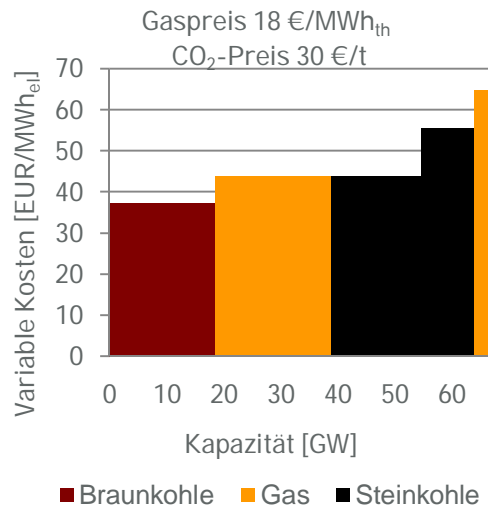


ABBILDUNG 86: MERIT ORDER IN 2022 FÜR BRAUN-, STEINKOHLE UND ERDGAS BEI GASPREIS VON 18 €/MWh<sub>th</sub> UND CO<sub>2</sub>-PREIS VON 30 €/MWh<sub>th</sub>

Quelle: EWI.

Auch wenn der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in der Realität durch die Grenzvermeidungskosten aller teilnehmenden Sektoren und Länder bestimmt wird, machen die Beispiele eines deutlich: Damit der CO<sub>2</sub>-Preis als Steuerungsinstrument für einen Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas dienen kann, müsste bei den Preisannahmen des Zielszenarios ein CO<sub>2</sub>-Preis von etwa 40 €/t realisiert werden. Bei einem geringeren Gaspreis wäre dagegen auch der für einen Fuel-Switch notwendige CO<sub>2</sub>-Preis deutlich niedriger.

Erdgas ist im Strommarkt die günstigste CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologie. Sollen CO<sub>2</sub>-Mengen über jene aus dem Zielszenario eingespart werden, müsste sich der CO<sub>2</sub>-Preis so bilden, dass ein Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas ermöglicht wird. Je höher dabei der Gaspreis ist, umso höher müsste auch der CO<sub>2</sub>-Preis, der den Spread zwischen variablen Kosten der Stromerzeugung durch Steinkohle und Erdgas zu schließen vermag, sein. Die Abhängigkeit von Gas- und CO<sub>2</sub>-Preis wird erst dann unterbrochen, wenn der Gaspreis so hoch ist, dass er eine nächstbeste Vermeidungstechnologie günstiger als ein Gaskraftwerk werden lässt (z.B. erneuerbare Energien).

In der bisherigen Diskussion wurde stets der Gaspreis, nicht aber der Steinkohlepreis variiert. Steigt der Preis für Steinkohle, so sinkt auch jenes CO<sub>2</sub>-Preisniveau, welches einen Fuel-Switch von Steinkohle zu Erdgas bewirken würde. In anderen Worten sinken also die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, da der Kostenvorteil der CO<sub>2</sub>-intensiveren Brennstoffalternative Steinkohle geringer wird. Steigen sowohl Erdgas- als auch Steinkohlepreis, sinken nach der gleichen Logik die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der erneuerbaren Energien.

Die Ergebnisse dieses Abschnitts zeigen, dass neben der Integration der Erneuerbaren und der Reduktion der Nachfrage auch der Kraftwerkseinsatz ein entscheidender Faktor für die CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Stromsystems sind: Auch wenn die EE-Ziele erreicht würden und sich die Nachfrage reduzierte, würde abhängig von den Brennstoffpreisen immer noch ein signifikanter Anteil der deutschen Stromproduktion durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden. Da Erdgas deutlich CO<sub>2</sub>-ärmer verstromt werden kann als Steinkohle, ist das Preisverhältnis dieser Brennstoffe im Zusammenspiel mit dem CO<sub>2</sub>-Preis ein entscheidender Faktor für die Emissionsbilanz Deutschlands.

## 7 FAZIT

Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, Reduktion der Stromnachfrage, massive Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie und Ausstieg aus der Kernenergie – alle diese Einzelziele beschreiben Eckpfeiler der von der Bundesregierung beschlossenen Energiewende. Der dazu notwendige Umbau des Stromsystems von einer Stromerzeugung auf Basis der Kernenergie und fossiler Brennstoffe hin zu erneuerbaren Energien ist mit großen Unsicherheiten und Herausforderungen verknüpft.

Vor diesem Hintergrund wurden in der vorliegenden Studie die Auswirkungen des eingeschlagenen Wegs in Hinblick auf Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit untersucht. Aufgrund zahlreicher Unwägbarkeiten, nicht zuletzt begründet in den bisherigen Erfahrungen, z.B. beim Ausbau der Übertragungsnetze oder der erneuerbaren Energien, greift eine Fokussierung auf einen Entwicklungspfad jedoch zu kurz. Aus diesem Grund wurden daher umfangreiche Variationen möglicher Entwicklungen im Sinne eines Belastungstestes analysiert. Dabei konnten kritische Entwicklungen und zahlreiche Interdependenzen zwischen den Einzelmaßnahmen auf dem Weg der Energiewende identifiziert werden.

Der Ausbau erneuerbarer Energien unterstützt wesentlich das Ziel einer weitreichenden Dekarbonisierung und damit Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsystem. Wetterabhängige Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie steht aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Potentiale im Fokus der Ausbaubemühungen. Ihre Stromerzeugung soll im Betrachtungszeitraum von 2012 bis 2022 mehr als verdoppelt werden. Die installierte Kapazität von Biomasseanlagen soll im gleichen Zeitraum um etwa 50 % steigen. In der Simulation dieses politischen Zielszenarios war dadurch eine Reduktion der Emissionen im deutschen Stromsektor um etwa 38 % gegenüber 1990 erreichbar. Eine mit den notwendigen Investitionsausgaben für erneuerbare Energien verbundene Steigerung der Stromsystemkosten ist dabei unvermeidbar. Dabei tragen die Ausbauten der verschiedenen Erzeugungsanlagen in unterschiedlichem Maße zu den Kostensteigerungen und der Senkung der Emissionen bei. Onshore verzeichnet gegenüber Offshore-Wind und Photovoltaik die geringsten Kosten pro in Deutschland vermiedener Tonne CO<sub>2</sub>. Die Kosten für Offshore-Wind liegen unter denen für PV.

Möglich wird die Integration von erneuerbaren Energien in das Stromsystem jedoch nur bei ausreichendem Netzausbau. Sollte das Übertragungsnetz auf derzeitigem Stand verharren, ist spätestens ab 2016 mit spürbaren systematischen Abschaltungen zu rechnen. Sollten lediglich

die bereits begonnenen beziehungsweise in fortgeschrittenem Planungsstadium befindlichen Vorhaben des im Netzentwicklungsplan spezifizierten Startnetzes umgesetzt werden, stoßen die Übertragungsnetze ab 2018 an ihre Grenzen. Bis 2022 macht sich dies zwar lediglich in einem Anstieg der Abschaltung erneuerbarer Energien, nicht jedoch in den in Deutschland anfallenden Gesamtsystemkosten bemerkbar. Mit Hinblick auf die Folgejahre ist jedoch bei vermindertem Netzausbau mit deutlichen Zusatzkosten aufgrund des fortschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien zu rechnen.

Die in dieser Studie untersuchte Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und auch Stromsystemkosten erfolgte im Wesentlichen mit Bezug auf Deutschland. Als zentraler Bestandteil des europäischen Stromnetzes kann Deutschland jedoch nicht isoliert von seinen Nachbarn betrachtet werden. Der Zubau erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke beeinflusst die Handelsflüsse wesentlich. Betrachtet man die Folgen einer Veränderung des Ausbaupfades erneuerbarer Energien, zeigt sich in den Untersuchungen, dass ein wesentlicher Teil der zusätzlichen Erzeugung das Exportsaldo erhöht. Demzufolge werden nicht nur konventionelle Kraftwerke in Deutschland verdrängt, sondern auch Emissionen im Ausland reduziert. Eine Konzentration auf nationale CO<sub>2</sub>-Ziele, welche im Wesentlichen eine Verschärfung der im europäischen Emissionshandel vereinbarten Reduktionsziele zur Folge hat, wird damit dem Gesamtnutzen eines Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland nicht gerecht. Vor dem Hintergrund der im ETS festgesetzten Emissionsobergrenzen für ganz Europa führen zudem nationale Alleingänge nicht zu europaweiten Einsparungen.

Die Bundesregierung hat sich für die Entwicklung der Stromnachfrage ehrgeizige Ziele gesetzt. Konnte die Stromproduktivität in den vergangenen Jahren um etwa 1 % pro Jahr gesteigert werden, ist für die Erreichung des Reduktionsziels eine Steigerung auf jährlich 2,3 % notwendig. Der Vergleich einer konstanten Stromnachfrage in Deutschland mit der Zielerreichung zeigt eine Veränderung der in Deutschland anfallenden Gesamtkosten bis 2022 von etwa 14 Mrd. €. Diese Summe dürfen folglich die umzusetzenden Effizienzmaßnahmen höchstens kosten, um keine Zusatzbelastungen zu verursachen. Eine höhere Stromnachfrage zieht höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen nach sich. Statt einer Reduktion um 38 % gegenüber 1990 könnten lediglich 31 % erzielt werden. Dies birgt die Gefahr eines deutlichen Verfehlens nationaler Ziele. Die insgesamt in Europa emittierte Menge CO<sub>2</sub> bleibt aufgrund des europäischen Emissionshandels davon jedoch unberührt.

Neben den zuvor diskutierten und zumindest innerhalb gewisser Grenzen von der Politik beeinflussbaren Größen spielen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise eine wesentliche Rolle bei der weiteren Entwicklung des deutschen Stromsystems. Insbesondere die von diesen Größen beeinflussten variablen Kosten von Steinkohle- und Gaskraftwerken bestimmen wesentlich die in Deutschland ausgestoßene Menge CO<sub>2</sub>. Unter den Annahmen des Zielszenarios erzielen emissionsarme Gaskraftwerke aufgrund ihrer relativ hohen Kosten lediglich geringe Volllaststunden. Sollte sich die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken jedoch, anders als im politischen Zielszenario angenommen, günstiger darstellen als Kohleverstromung, würden CO<sub>2</sub>-

Emissionen im Stromsektor deutlich sinken. Dies zeigt die Bedeutung von größtenteils wenig beachteten Rahmenbedingungen, welche jedoch große Auswirkungen auf das Stromsystem und damit die Zielerreichung haben können.

Die Versorgungssicherheit in Deutschland hängt im Wesentlichen von zwei Fragen ab: Wie entwickelt sich der Bestand konventioneller Kraftwerke und mit welcher Geschwindigkeit schreitet der Netzausbau voran? Beide Aspekte können dabei nicht unabhängig voneinander gesehen werden. Deutschlandweit stehen nach Netzentwicklungsplan bis 2020 ausreichende Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der nationalen Spitzenlast zur Verfügung – vorausgesetzt es kommt nicht zu Stilllegungen, die über alterungsbedingte Abschaltungen hinausgehen. Bis 2022 ist die Inbetriebnahme zusätzlicher Kapazitäten unerlässlich, um die deutsche Spitzennachfrage zuverlässig national decken zu können. Neben der reinen Höhe der in Deutschland gesichert zur Verfügung stehender Kapazität ist auch deren regionale Verteilung von Bedeutung. Verzögerungen im Netzausbau können zur Folge haben, dass vorgesehener Stromtransport von Nord- nach Süddeutschland nicht durchgeführt werden kann. Sollten zusätzlich keine Erzeugungskapazitäten im Süden zur Verfügung stehen, um das dadurch entstehende Defizit auszugleichen, müssen über das übliche Marktgeschehen hinausgehende Maßnahmen ergriffen werden. Notwendige Zugriffe auf ausländische Kraftwerke, Eingriffe in das Handelsergebnis und Lastanpassungen könnten notwendig werden.

Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit – diese drei Zielkategorien der deutschen Stromversorgung standen im Fokus der durchgeführten Analysen. Dabei hat sich gezeigt, dass das politische Zielszenario einen gangbaren Weg für die anvisierte Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes darstellt. Die im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen und zum Teil von der Bundesnetzagentur bereits bestätigten Netzausbauten verhindern zudem weitestgehend netzengpassbedingte Abschaltungen erneuerbarer Energien. Der massive Ausbau regenerativer Energien ist jedoch mit spürbaren Kostensteigerungen verbunden. Die ermittelten Unterschiede zwischen den Technologien deuten dabei auf Kostensenkungspotentiale durch mögliche Verschiebungen bei den Ausbaubemühungen hin. Die Versorgungssicherheit scheint kurzfristig weitestgehend nicht gefährdet zu sein. Voraussetzung zur Beibehaltung dieser Situation ist jedoch die Sicherstellung ausreichender Kapazitäten konventioneller Kraftwerke sowie der Realisierung des Netzausbaus. Gegebenenfalls vorhandenen Investitionshemmnissen muss entsprechend begegnet werden. In Anbetracht des in dieser Studie vergleichsweise kurzen Betrachtungshorizonts sind daher entsprechend der identifizierten Risiken kurz- bis mittelfristig geeignete Maßnahmen zur Sicherung des Erfolgs der Energiewende zu ergreifen.

# ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung im Zielszenario .....	2
Abbildung 2: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor im Zielszenario .....	3
Abbildung 3: Gesamtsystemkosten im Zielszenario .....	4
Abbildung 4: Entwicklung CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor .....	5
Abbildung 5: Gesamte und spezifische systemkosten bei Zielszenario und konstanter Nachfrage.....	5
Abbildung 6: Entwicklung gesicherte Kapazität.....	6
Abbildung 7: Beitrag zur CO <sub>2</sub> -Reduktion in 2022 und Investitionskosten bis 2022.....	7
Abbildung 8: Gesamtsystemkosten und 2022 mit und ohne EE-Ausbau.....	7
Abbildung 9: Kumulierte Gesamtsystemkosten von 2013-2022 mit und ohne EE-Ausbau .....	8
Abbildung 10: Delta Gesamtsystemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen in 2022 im Vergleich zum Zielszenario.....	9
Abbildung 11: Wirkungen des Erneuerbaren-Zubaus auf den Handelssaldo.....	9
Abbildung 12: Delta Erzeugungsmengen deutscher Kraftwerke in 2022 bei unterschiedlichen Gaspreisen im Vergleich zum Zielszenario.....	10
Abbildung 13: Delta Erzeugungsmengen in 2022 bei unterschiedlichen CO <sub>2</sub> -Preisen im Vergleich zum Zielszenario .....	11
Abbildung 14: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor bei Variation des Gaspreises .....	11
Abbildung 15: Entwicklung EE-Abschaltung bei Netzausbau-Variation.....	12
Abbildung 16: Delta Gesamtsystemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen Onshore-Ausbaupfade im Vergleich zum Zielszenario 2022.....	13
Abbildung 17: Abfolge der Berechnungsschritte im Kraftwerkseinsatzmodell .....	16
Abbildung 18: Struktur des verwendeten Kraftwerkseinsatzmodells.....	17
Abbildung 19: Modellierte Regionen in Deutschland und Europa .....	21
Abbildung 20: Tages- und Saisonzyklus der Typtage .....	22
Abbildung 21: Zeitliche Struktur der verwendeten Typtage .....	22
Abbildung 22: Bereich Deutschland und angrenzende Länder des europäischen Netzmodells .....	24
Abbildung 23: Kraftwerkspark im Zielszenario.....	27
Abbildung 24: Angestrebte Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung.....	28
Abbildung 25: Erneuerbare Energien im Zielszenario .....	29
Abbildung 26: Verschiebbare Energiemenge durch DSM .....	33
Abbildung 27: Bruttostromerzeugung im Zielszenario .....	35
Abbildung 28: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor im Zielszenario.....	36
Abbildung 29: Regionen mit zukünftig erhöhtem Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung.....	38
Abbildung 30: Jährliche Gesamtsystemkosten im Zielszenario.....	39
Abbildung 31: Spezifische Stromkosten im Zielszenario in 2012 und 2022.....	40
Abbildung 32: Untersuchte Bandbreite des Nettostromverbrauchs .....	42
Abbildung 33: Delta Erzeugungsmengen konstante Nachfrage im Vergleich zum Zielszenario.....	42
Abbildung 34: Entwicklung CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor .....	44
Abbildung 35: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor bei Variation Nachfrage.....	44
Abbildung 36: Gesamte und spezifische systemkosten bei Zielszenario und konstanter Nachfrage.....	46
Abbildung 37: Struktur konventionelle Erzeugungskapazität.....	47
Abbildung 38: Delta Erzeugungsmengen zusätzlicher Zubau Von Kraftwerken im Vergleich zum Zielszenario ..	49
Abbildung 39: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor bei Variation Kraftwerkspark .....	50
Abbildung 40: Entwicklung gesicherte Kapazität .....	51
Abbildung 41: Untersuchte Bandbreite des Zubaus an PV-Kapazitäten .....	53
Abbildung 42: Delta Erzeugungsmengen 5 GW Zubau an PV-Kapazität pro Jahr im Vergleich zum Zielszenario	54
Abbildung 43: Veränderung von Im- und Exporten in 2022 durch zusätzliche PV-Kapazität.....	55



Abbildung 44: Anteilige Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch PV-Kapazitäten in Deutschland in 2022.....	56
Abbildung 45: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor bei Variation PV-Zubau.....	56
Abbildung 46: Untersuchte Bandbreite des Zubaus an Onshore-Windkapazitäten.....	58
Abbildung 47: Delta Erzeugungsmengen 3 GW Zubau an Onshore-Windkapazität pro Jahr im Vergleich zum Zielszenario .....	59
Abbildung 48: Anteilige Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch Onshore-Wind in 2022.....	60
Abbildung 49: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor bei Variation Onshore-Zubau .....	60
Abbildung 50: CO <sub>2</sub> -Reduktion zusätzlicher Onshore-Windkapazitäten in 2022 .....	61
Abbildung 51: Abschaltung erneuerbarer Energien in 2022 bei Variation des Ausbaus von Onshore-Wind .....	62
Abbildung 52: Kumulierte Gesamtkosten des Deutschen Stromsystems bei unterschiedlichem Ausbau von Onshore-Wind.....	63
Abbildung 53: Kosten für netzengpassbedingten Redispatch für Onshore-Windvariationen.....	64
Abbildung 54: Untersuchte Bandbreite des Zubaus an Offshore-Windkapazitäten .....	65
Abbildung 55: Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch Offshore-Wind in 2022 .....	65
Abbildung 56: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor bei Variation Offshore-Zubau .....	66
Abbildung 57: Abschaltungen erneuerbarer Energien bei unterschiedlichen Offshore-Wind-Ausbauten in 2022.....	67
Abbildung 58: Kosten von in Deutschland vermiedenen CO <sub>2</sub> -Emissionen mittels Offshore-Wind in 2022 .....	68
Abbildung 59: Veränderung der kumulierten Kosten in Deutschland bei Ausbau von Offshore-Wind gegenüber stagnierendem Ausbau.....	68
Abbildung 60: Untersuchte Bandbreite des Gaspreises.....	70
Abbildung 61: Untersuchte Bandbreite des CO <sub>2</sub> -Preises.....	70
Abbildung 62: Delta Erzeugungsmengen in 2022 bei unterschiedlichen Gaspreisen im Vergleich zum Zielszenario .....	71
Abbildung 63: Delta Erzeugungsmengen in 2022 bei unterschiedlichen CO <sub>2</sub> -Preisen im Vergleich zum Zielszenario .....	72
Abbildung 64: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor bei Variation des Gaspreises .....	73
Abbildung 65: CO <sub>2</sub> -Emissionen bei Variation des CO <sub>2</sub> -Preises .....	74
Abbildung 66: Entwicklung EE-Abschaltung bei Netzausbau-Variation.....	76
Abbildung 67: Delta Erzeugungsmengen nach Redispatch bei Variation Netzausbau im Vergleich zum Zielszenario .....	77
Abbildung 68: CO <sub>2</sub> -Emissionen im deutschen Stromsektor Bei Variation des Netzausbaus.....	78
Abbildung 69: Gesamtsystemkosten bei Netzausbau-Variation bis 2022.....	79
Abbildung 70: Gesamtsystemkosten 2022 mit und ohne EE-Ausbau.....	83
Abbildung 71: Kumulierte Gesamtsystemkosten von 2013-2022 im Zielszenario.....	84
Abbildung 72: Beitrag zur CO <sub>2</sub> -Reduktion in 2022 und Investitionskosten bis 2022 .....	85
Abbildung 73: Delta Gesamtsystemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen in 2022 im Vergleich zum Zielszenario.....	86
Abbildung 74: Delta Gesamtsystemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen in 2022 im Vergleich zum Szenario mit Konstanter Nachfrage.....	87
Abbildung 75: Delta Gesamtsystemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen PV-Ausbaupfade im Vergleich zum Zielszenario 2022 .....	88
Abbildung 76: Delta Gesamtsystemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen Onshore-Ausbaupfade im Vergleich zum Zielszenario 2022 .....	89
Abbildung 77: Delta Gesamtsystemkosten und CO <sub>2</sub> -Emissionen Offshore-Ausbaupfade im Vergleich zum Zielszenario 2022 .....	89
Abbildung 78: Wirkungen des erneuerbaren-Zubaus auf den Handelssaldo.....	91
Abbildung 79: Beispielhafte Darstellung der möglichen Auswirkung einer Starkwindsituation in 2022 bei Nicht-Realisierung der Nep-Massnahmen .....	94
Abbildung 80: Merit Order in 2012 für Braun-, Steinkohle und Erdgas bei Variation von Gaspreisen.....	96
Abbildung 81: Merit Order in 2022 für Braun-, Steinkohle und Erdgas bei Variation von Gaspreisen.....	96
Abbildung 82: Erzeugungsstrukturen Sommer 2012 im Zielszenario.....	97
Abbildung 83: Erzeugungsstrukturen Sommer 2022 im Zielszenario.....	98

Abbildung 84: Erzeugungsstrukturen Sommer 2022 bei Gaspreis 18 €/MWh <sub>th</sub> .....	99
Abbildung 85: Merit Order in 2022 für Braun-, Steinkohle und Erdgas bei Gaspreis von 26 €/MWh <sub>th</sub> und CO <sub>2</sub> -Preis von 40 €/MWh <sub>th</sub> .....	100
Abbildung 86: Merit Order in 2022 für Braun-, Steinkohle und Erdgas bei Gaspreis von 18 €/MWh <sub>th</sub> und CO <sub>2</sub> -Preis von 30 €/MWh <sub>th</sub> .....	101

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Angenommene Nettostromnachfrage im Zielszenario in TWh .....	26
Tabelle 2: Brennstoffpreise im Zielszenario .....	30
Tabelle 3: CO <sub>2</sub> -Preise im Zielszenario .....	30
Tabelle 4: Wärmenachfrage für KWK .....	32
Tabelle 5: Variation Konventioneller Kapazität im Vergleich zum Zielszenario .....	48
Tabelle 6: Kosten und CO <sub>2</sub> -Reduktion im deutschen Stromsektor: erneuerbare Energien im Vergleich .....	85
Tabelle A.1: Entwicklung konventioneller Kapazitäten bis 2022 .....	IX
Tabelle A.2: CO <sub>2</sub> -Emissionfaktoren .....	IX
Tabelle A.3: Ökonomische Parameter konventioneller Technologien .....	IX
Tabelle A.4: Technische Parameter konventioneller Technologien .....	X
Tabelle A.5: Entwicklung Erneuerbaren-Kapazitäten bis 2022 .....	X
Tabelle A.6: Ökonomische Parameter erneuerbaren-Technologien .....	X
Tabelle A.7: Entwicklung Demand Side Management Potentiale bis 2022 .....	XI
Tabelle A.8: Entwicklung Photovoltaik-Speicher bis 2022 .....	XI

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ATC	Available Transfer Capacities
BeNeLux	Belgien, Niederlanden, Luxemburg
BHKW	Blockheizkraftwerke
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	Cent
CWE	Central Western Europe
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
ef.Ruhr	ef.Ruhr Forschungs-GmbH
el	Elektrisch
EnLAG	Energieleistungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network Transmission System Operators – Electricity
ETS	Emissions Trading System
EU	Europäische Union
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FOM	Fixed Operating & Maintenance/Fixe Betriebs- und Wartungskosten
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas-und-Dampf
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen
IAEA	International Atomic Energy Agency
IBJ	Inbetriebnahmejahr
ie <sup>3</sup>	Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der TU Dortmund
KKW	Kernkraftwerk(e)
Km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
NTC	Net Transfer Capacities
p.a.	per annum (pro Jahr)
PRIS	Power Reactor Information System
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
t	Tonne
th	thermisch
TU	Technische Universität
TWh	Terrawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
%p	Prozentpunkt

## LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 30. Mai 2012.

AGEB (2012): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011.

BMU (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung.

BNetzA (2011): Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2012. Az. 8121-12/Szenariorahmen 2011.

BNetzA (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. 3.Mai 2012.

Dena (2005): Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.

ENTSO-E (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010.

ENTSO-E (2011): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025.

EWI/GWS/Prognos (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10.

Energiekonzept (BMWi, BMU) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. September 2010.

Nüßler, A. (2012): Congestion and redispatch in Germany - a model-based analysis of the development of redispatch. Dissertation, Universität zu Köln.

VGB PowerTech (2012): Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2002-2011, Essen.

## ANHANG: ANNAHMEN IM ZIELSZENARIO

TABELLE A.1: ENTWICKLUNG KONVENTIONELLER KAPAZITÄTEN BIS 2022

[GW]	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Speicher	6	6	7	8	9	9
Sonstige	3	3	3	3	3	2
Öl	3	3	3	3	3	3
Erdgas	25	26	29	29	29	31
Steinkohle	23	28	28	28	27	25
Braunkohle	22	21	20	19	19	18
Kernenergie	12	12	11	10	8	0
Summe	94	99	100	99	96	89

Quelle: ÜNB, BNetzA, EWI.

TABELLE A.2: CO<sub>2</sub>-EMISSIONFAKTOREN

[t CO <sub>2</sub> /MWh <sub>th</sub> ]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Sonstige
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	0	0,404	0,339	0,202	0,281	0,202

Quelle: UBA, EWI.

TABELLE A.3: ÖKONOMISCHE PARAMETER KONVENTIONELLER TECHNOLOGIEN

[ €/kW]	Investitionskosten	Jährliche fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten <sup>1</sup>
Kernenergie	3157	97
Braunkohle	1850	52
Steinkohle	1500	45
Steinkohle neu	2250	56
CCGT	700	27
OCGT	400	15
Öl	800	8
Sonstige	400	17
Speichersee	2301	12
Pumpspeicher	2301	12
CAES	850	9

Quelle: EWI.

<sup>1</sup> Mittelwert der Untergruppen.

TABELLE A.4: TECHNISCHE PARAMETER KONVENTIONELLER TECHNOLOGIEN<sup>1</sup>

	Netto- Wirkungsgrad [%]	Verfügbarkeit [%]	Technische Lebensdauer [Jahre]	Minimallast <sup>1</sup> [%]	Startzeit <sup>1</sup> [h]
Kernenergie	33%	84%	50	45%	48
Braunkohle	39%	86%	50	42%	3
Steinkohle	39%	84%	50	39%	3
Steinkohle neu	50%	84%	50	30%	4
CCGT	52%	84%	45	40%	3
OCGT	34%	84%	45	20%	1
Öl	38%	88%	45	40%	1
Sonstige	32%	100%	45	20%	1
Speichersee	100%	84%	-	0%	1
Pumpspeicher	72%	84%	-	0%	1
CAES	72%	84%	-	0%	1

Quelle: ÜNB, BNetzA, IEAA PRIS, VGB PowerTech, EWI.

TABELLE A.5: ENTWICKLUNG ERNEUERBAREN-KAPAZITÄTEN BIS 2022

[GW]	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Wind Onshore	31	34	38	41	44	48
Wind Offshore	0	1	4	7	10	13
Photovoltaik	29	34	39	44	49	54
Biomasse	6	6	7	7	8	8
Laufwasser (inkl. Speicherseen)	5	5	5	5	5	5
Sonstige EE	2	2	2	2	2	2

Quelle: ÜNB, BNetzA, EWI.

TABELLE A.6: ÖKONOMISCHE PARAMETER ERNEUERBAREN-TECHNOLOGIEN

[€/kW]	Investitionskosten						Jährliche fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten
	2012	2014	2016	2018	2020	2022	
Wind Onshore	1.250	1.238	1.225	1.213	1.200	1.188	13
Wind Offshore <sup>2</sup>	4.000	3.800	3.600	3.400	3.200	3.000	93
Photovoltaik	2.100	1.950	1.800	1.700	1.600	1.500	17
Biomasse	2.481	2.481	2.481	2.481	2.481	2.481	140
Laufwasser (inkl. Speicherseen)	5.750	5.750	5.750	5.750	5.750	5.750	12
Sonstige EE	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	5.550	100

Quelle: EWI.

<sup>1</sup> Es handelt sich hier um Durchschnittswerte der einzelnen Parameter über die verschiedenen Modellklassen.

<sup>2</sup> Inkl. Netzanbindungskosten.

TABELLE A.7: ENTWICKLUNG DEMAND SIDE MANAGEMENT POTENTIALE BIS 2022

[TWh]	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Aluminium-Elektrolyse, Zementmühlen, Papiermaschinen, Refiner, Lichtbogenöfen, Chlor- Alkali-Elektrolyse Membran	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1
Ventilation, Druckluft	0,0	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2
AC, Ventilation, Kühlhäuser, -räume und -geräte	0,0	0,5	0,9	1,4	1,8	2,2
Kühlschrank, Gefriertruhe, Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler, Wasserboiler (>30l), AC, Umwälzpumpe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,1
Nachtspeicherheizungen	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4
Elektromobilität	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,8
Pumpen und Belüftung von Kläranlagen	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Wärmepumpen	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
Summe	0,2	1,2	2,5	3,7	5,7	7,5

Quelle: EWI.

TABELLE A.8: ENTWICKLUNG PHOTOVOLTAIK-SPEICHER BIS 2022

	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Installierte Leistung PV Gesamt [GW]	28,0	32,8	37,6	42,4	47,2	52,0
davon privat [GW]	11,2	13,1	15,0	17,0	18,9	20,8
Anteil privat mit Speicher	0%	1%	1%	2%	3%	4%
Speicherkapazität [GWh]	0,0	0,1	0,2	0,5	0,8	1,1

Quelle: dena.