

A photograph of a large, modern building with a prominent triangular pediment and several tall, narrow windows. The building is light-colored and surrounded by greenery. The sky is blue with some clouds.

Fit for 55 und Koalitionsvertrag - Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt

Max Gierkink, Konstantin Gruber, Michael Wiedmann

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH | 13.01.2022

Auswirkungen der europäischen Klimazielsverschärfung und des Koalitionsvertrages auf den deutschen Strommarkt

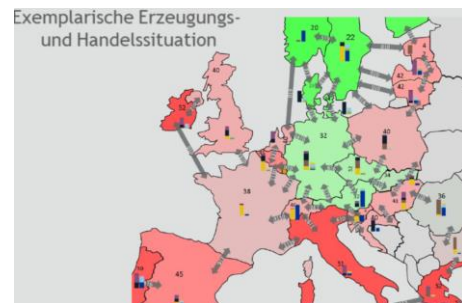
Koalitionsvertrag und das „Fit for 55“ Legislativpaket



Die europäische Kommission veröffentlichte im Juli 2021 das Legislativpaket „Fit for 55“. Im Rahmen des Legislativpakets „Fit for 55“ soll das Klimaziel der Europäischen Union von 40 auf 55 Prozent bis zum Jahr 2030 verschärft werden. In dieser Analyse werden die hiermit einhergehenden Änderungen in der Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels (EU ETS) betrachtet. Diese wirken sich primär auf die Höhe der CO₂-Preise aus.

Des Weiteren werden in der vorliegenden Analyse die Änderungen des Koalitionsvertrages der Ampelkoalition berücksichtigt, welcher im November 2021 veröffentlicht wurde. Die Parteien SPD, Bündnis 90/die Grünen und FDP einigten sich unter anderem auf die Deckung von 80% des Bruttostrombedarfs aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2030; zuvor lag der Zielwert bei 65%. Weiterhin wird ein vorzeitiger Kohleausstieg „idealerweise“ bis 2030 angestrebt.

EWI Energiesystemmodell DIMENSION



Die vorliegende Analyse diskutiert sowohl die Auswirkungen der europäischen Klimazielsverschärfung als auch der ambitionierteren Klimapolitik der Ampelkoalition auf den deutschen Strommarkt. Des Weiteren wird analysiert, welche Auswirkungen ein geringerer Ausbau der Erneuerbaren auf den deutschen Strommarkt haben könnte (Not in my backyard - NIMBY). Insgesamt werden drei Szenarien analysiert:

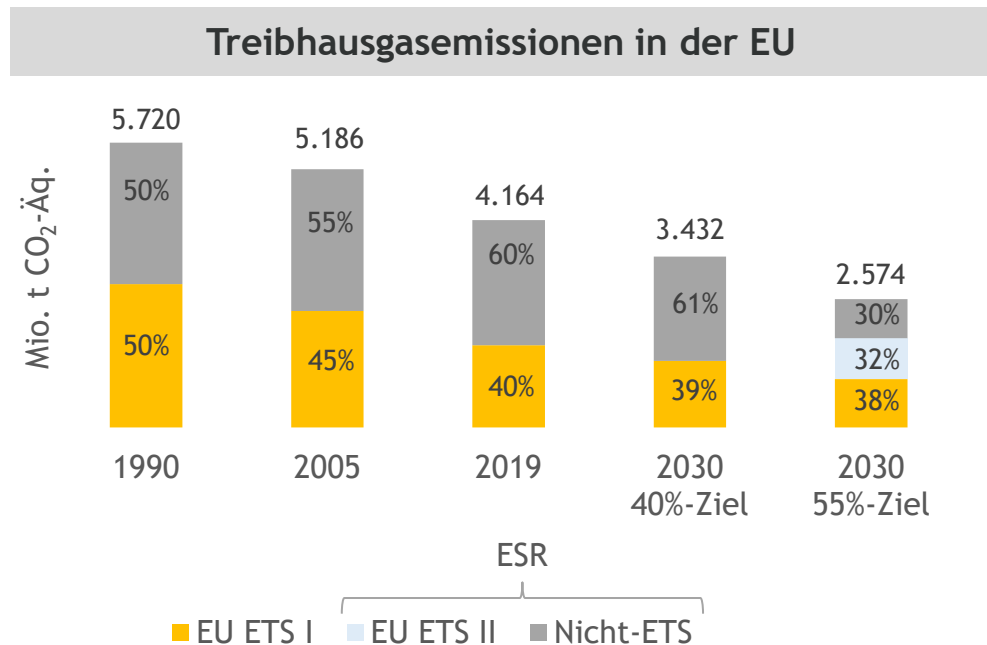
- Referenzszenario (**Bezeichnung: OK40_EE65**): Keine Verschärfung der europäischen Klimaziele und Deckung von 65% des nationalen Bruttostrombedarfs aus Erneuerbaren Energien
- Zielerreichung auf europäischer und nationaler Ebene (**FF55_EE80**): Verschärfung der europäischen Klimaziele und die Deckung von 80% des Bruttostrombedarfs aus Erneuerbaren Energien
- Zielerreichung auf europäischer und „NIMBY-Szenario“ auf nationaler Ebene (**FF55_EE65**): Verschärfung der europäischen Klimaziele und 65% des Bruttostrombedarfs aus Erneuerbaren

- 1** Fit for 55 - Anpassungen in der europäischen Klimapolitik
- 2** Koalitionsvertrag - Anpassungen in der deutschen Klimapolitik
- 3** Methodik und zentrale Annahmen
- 4** Ergebnisse der Strommarktmodellierung
- 5** Zusammenfassung

1

Fit for 55 - Anpassungen in der europäischen Klimapolitik

Das europäische Gesetzespaket "Fit for 55" sieht Veränderungen der bestehenden Regulatorik zur Erreichung des verschärften Klimaziels vor



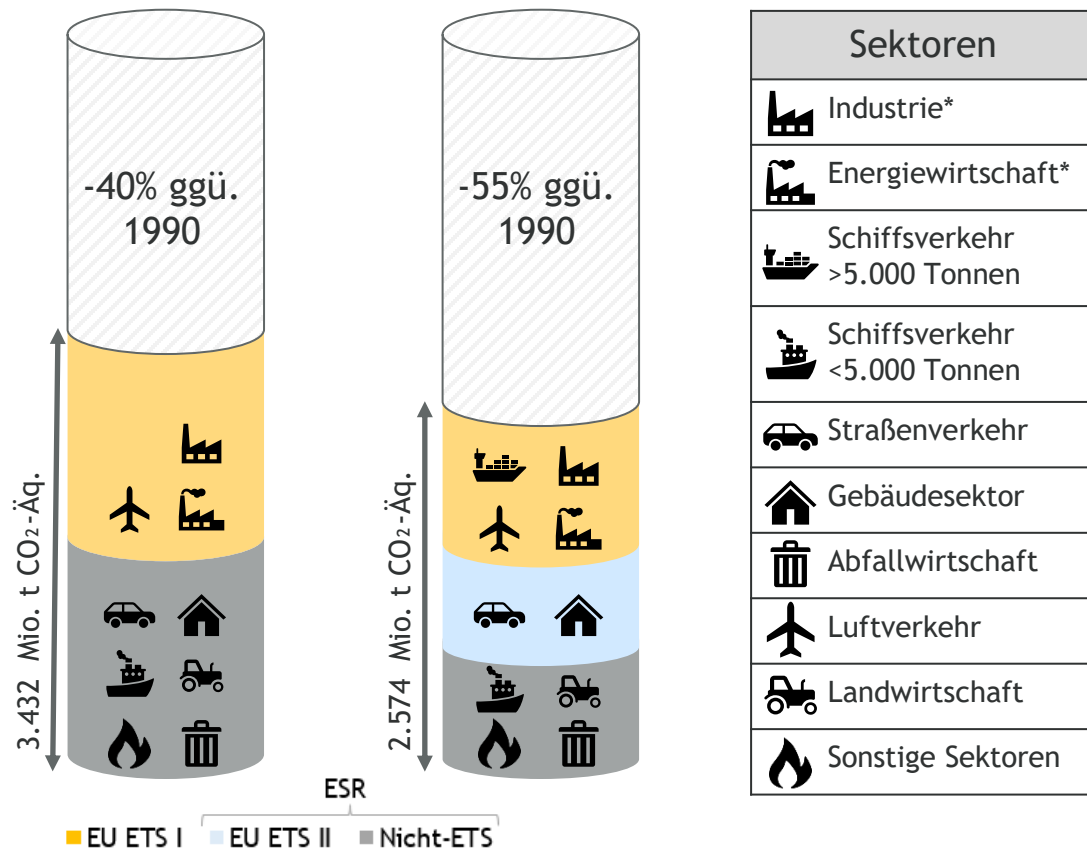
- Nachdem sich der Europäische Rat für eine Verschärfung des Klimaziels der Europäischen Union von -40% auf -55% im Vergleich zu 1990 ausgesprochen hat, veröffentlichte die Europäische Kommission am 14.07.2021 einen Legislativvorschlag zur Erreichung des verschärften Klimaziels.
- Das Gesetzespaket „Fit for 55“ schlägt umfangreiche Anpassungen der europäischen Regulatorik für Energie- und Klimapolitik vor. Diese sollen es ermöglichen, die strengeren Klimaziele für 2030 zu erfüllen.
- Statt 3.432 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten (Mio. t CO₂-Äq.) sollen im Jahre 2030 nur noch maximal 2.574 Mio. t CO₂-Äq. ausgestoßen werden. Das verbleibende Emissionsbudget teilt sich auf das bestehende Emissions Trading System (EU ETS I) und die Effort Sharing Regulation (ESR) auf.

- Dabei müssen gemessen an den Emissionen im Jahr 2005 die Treibhausgase im EU ETS I um 1.367 Mio. t CO₂-Äq. oder 61% reduziert werden. Die Emissionen im Nicht-ETS sollen um 1.244 Mio. t CO₂-Äq. und 40% reduziert werden. Als zentrale neue Maßnahme zur Reduktion von Treibhausgasen innerhalb der ESR schlägt die Europäische Kommission ein weiteres Mengeninstrument (EU ETS II) für den Gebäude- und Straßenverkehrssektor vor. Das Minderungsziel des EU ETS II liegt bei 43% ggü. 2005.

Das angenommene Emissionsbudget bezieht sich auf die 27 EU-Mitgliedstaaten sowie das Vereinigte Königreich, Norwegen, Island und Liechtenstein (EU 31). Daten basierend auf EU Kom (2021b), EEA (2021), BAFU (2021), Statistics Norway (2021), Our World in Data (2021) und ICIS (2019).

Mit dem EU ETS II soll ein neues Mengeninstrument zur Emissionsreduktion im Gebäude- und Straßenverkehrssektor eingeführt werden

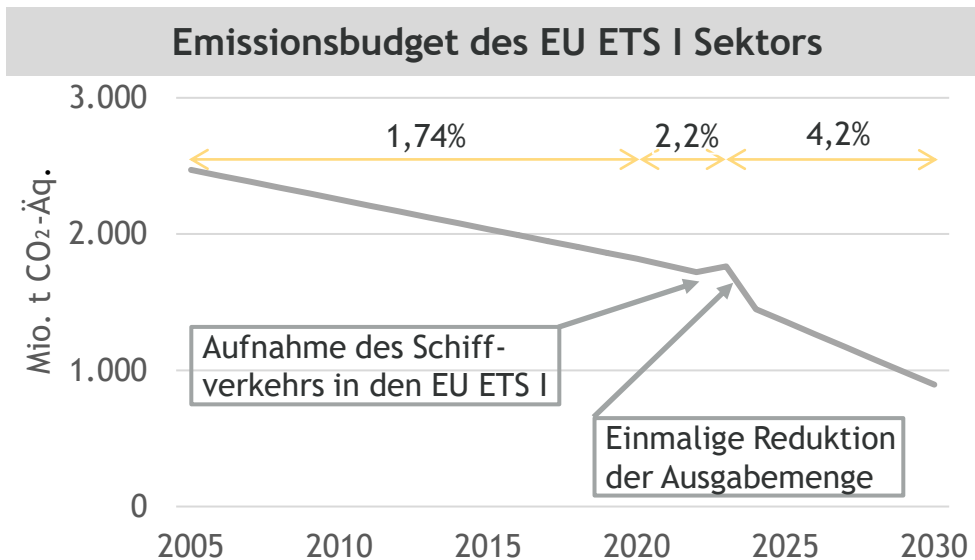
Europäische Klimaziele 2030 und zentrale Instrumente



- Ab dem Jahr 2024 soll schrittweise ein Emissions Trading System II (EU ETS II) für den Gebäudesektor und den Straßenverkehrssektor innerhalb der Regulatorik der ESR eingeführt werden.
- Ab dem Jahr 2026 müssen laut Kommissionsvorschlag Inverkehrbringer von Brennstoffen Verschmutzungszertifikate kaufen und einlösen. Das Emissionsbudget des EU ETS II wird bis 2028 jährlich um einen linearen Reduktionsfaktor (LRF II) von 5,15% reduziert. Nach 2028 steigt der LRF II auf 5,43%. Langfristig (aber nicht vor 2030) wird eine Harmonisierung des EU ETS I und des EU ETS II anvisiert.
- Der Änderungsvorschlag der EU-Kommission sieht erstmals eine Reglementierung der Treibhausgasemissionen von Schiffen mit mehr als 5.000 Bruttoregister Tonnen (Ladevolumen) vor. Dieser Sektor unterliegt ab 2026 dem Mengeninstrument des EU ETS I.

* Aufteilung der Industrie - und Energieanlagen in EU ETS und Nicht-ETS Sektoren basierend auf UBA (2020a) und UBA (2021).

Die Anpassungen sehen eine schnellere Reduktion der Zertifikatmenge im EU ETS I sowie geringere Volumen in der Marktstabilitätsreserve vor



- Zur Erreichung der Emissionsminderungen im EU ETS I wird der lineare Reduktionsfaktor (LRF) von 2,2% auf 4,2% erhöht. Im Jahr 2024 wird zusätzlich eine einmalige Reduktion der Ausgabemenge um 117 Mio. t CO₂-Äq. vorgenommen.
- Zudem soll die Zuteilung freier Zertifikate für den Luftverkehr bis 2027 auslaufen. Analog zu anderen Sektoren, werden die Zertifikate ab 2027 verauktioniert.
- Der Schiffsverkehr soll von 2023 bis 2026 schrittweise in den EU ETS I integriert werden. Durch die Integration des Schiffsverkehrs im Jahr 2023 erhöht sich die Ausgabemenge um ca. 90 Mio. t CO₂-Äq. Die Menge der einzureichenden Zertifikate steigt während der Übergangsperiode bis zum Jahr 2026 von 0% auf 100% der geprüften Emissionen an. Die Differenz zwischen Ausgabemenge und eingereichten Zertifikaten soll gelöscht werden.
- Zukünftig sollen ebenfalls Zertifikate des Luft- und Schiffsverkehrs in die Berechnung der total numbers of allowances in circulation (TNAC) einfließen.

- Bezüglich der Marktstabilitätsreserve (MSR) ergeben sich gemäß dem „Fit For 55“ Paket einige Änderungen. Bei Zertifikatsüberschuss soll eine dynamische Entnahmerate gelten. Sofern die TNAC zwischen 833 und 1.096 Mio. liegt, werden alle Zertifikate oberhalb von 833 Mio. in die MSR überführt. Liegt die TNAC über der Obergrenze von 1.096 Mio. gilt weiterhin die starre Entnahmerate, welche auch nach dem Jahr 2023 bei 24 % verbleiben soll. Dies führt dazu, dass bei leichtem Zertifikatsüberhang weniger Zertifikate in die MSR umgelegt werden.
- Außerdem soll zukünftig die zu löschende Zertifikatmenge nicht mehr an der TNAC des Vorjahres ausgerichtet werden, sondern auf ein Limit von 400 Mio. Zertifikate in der MSR begrenzt werden. Zertifikate über diesem Limit werden gelöscht, was zu einem niedrigeren Niveau der MSR und höheren Löschungsmengen führen könnte.

Quelle: EU Kom (2021b)







Koalitionsvertrag - Anpassungen in der deutschen Klimapolitik

Der Koalitionsvertrag definiert neue Ziele für den deutschen Stromsektor im Jahr 2030, wichtige Details bleiben jedoch offen

Definierte Ziele im Koalitionsvertrag für das Jahr 2030:

Stromangebot

-  Deckung von 80% des Bruttostrombedarfs aus Erneuerbaren
-  Ausbau Photovoltaik auf 200 GW
-  Ausbau Wind Offshore auf 30 GW
-  Kohleausstieg „idealerweise“ bis zum Jahr 2030

Der Kohleausstieg wird in der Modellierung gemäß aktueller Gesetzeslage bis spätestens 2038 abgeschlossen. Ein vorzeitiger marktgetriebener Ausstieg ist ein mögliches Ergebnis der Analyse.

Offen bleibt der Einfluss der möglichen Erreichung dieser Ziele auf:

... die absolute Stromnachfrage

... den jährlichen Zubau Erneuerbarer Energien

... die Höhe des notwendigen Wind Onshore Zubaus zur Erreichung des 80% EE-Ziels

... die Treibhausgasmissionen im Energiesektor

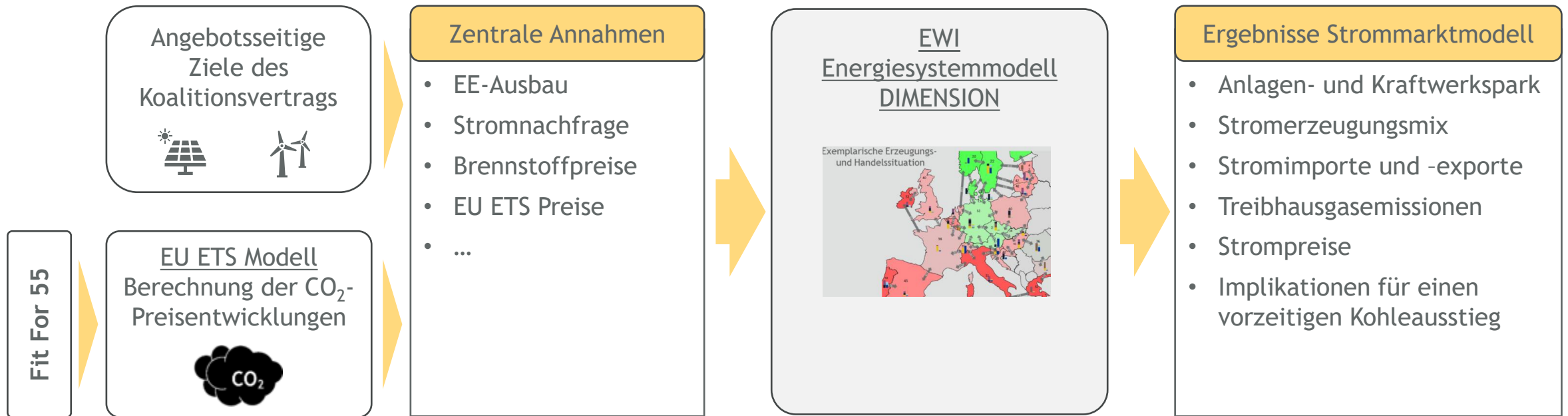
... das Stromaußenhandelsaldo

... den Bedarf an gesicherter Leistung

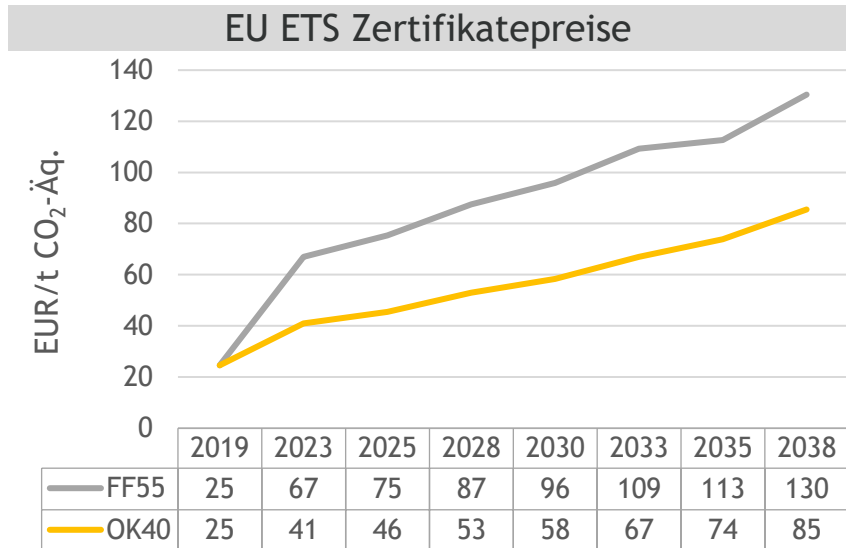
Methodik und zentrale Annahmen

Zielbild des Strommarktes basierend auf den Zielen des Koalitionsvertrags sowie den Ergebnissen des EU ETS Modells

Es werden die zentralen Ziele im Koalitionsvertrags identifiziert und Implikationen diskutiert. Des Weiteren wird das reduzierte Emissionsbudget innerhalb des EU ETS und dessen Implikationen auf die CO₂-Preise berücksichtigt. Mithilfe von Modellrechnungen werden schließlich die Auswirkungen auf den Anlagen- und Kraftwerkspark, den Stromerzeugungsmix, das Stromaußenhandelsaldo, Treibhausgasemissionen und Großhandelsstrompreise abgeschätzt. Basis für die Analyse bildet das EWI Energiesystemmodell DIMENSION, welches basierend auf den Ergebnissen des EU ETS Modells, den Zielen aus dem Koalitionsvertrag sowie weiteren zentralen Annahmen ein Zielbild des deutschen Strommarktes bis 2038 ermittelt.



Eine Verschärfung des europäischen Klimaziels auf 55% könnte die Preise im EU ETS mittelfristig um über 40 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent erhöhen

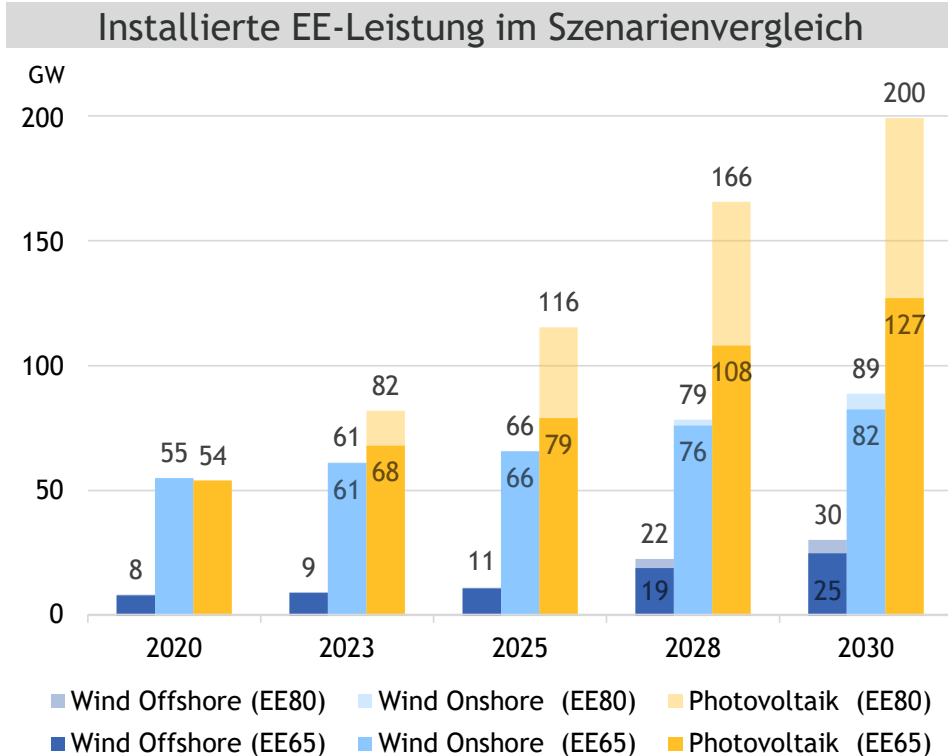


- Auf Basis eines EU ETS-Modells (vgl. Bocklet & Hintermayer, 2020) werden für zwei Szenarien mögliche CO₂-Preisentwicklungen berechnet, die als Annahme für die spätere Strommarktmodellierung dienen:
 - Im Szenario ohne Europäische Klimazielsverschärfung (OK40_EE65) wird eine Minderung der Emissionen im EU ETS I um 43% (im Vergleich zu 2005) im Jahr 2030 unterstellt. Dies entspricht einem jährlichen, linearen Reduktionsfaktor von 2,2%.
 - In den Szenarien mit Umsetzung des Fit For 55 Paketes (FF55_EE65 sowie FF55_EE80) wird der Reduktionsfaktor im EU ETS I ab 2021 auf 4,2% erhöht. So wird die Ausgabemenge im Jahr 2030 auf 908 Mio. t CO₂-Äq. reduziert.

- Um das reale Marktverhalten von Firmen widerzuspiegeln, werden diese mit einem Planungshorizont von 10 Jahren abgebildet und Hedging-Restriktionen zur Risikominimierung berücksichtigt. Die Firmen folgen einem Gewinnmaximierungskalkül.
- Das Modell bildet außerdem die Angebotsseite des EU ETS I ab. So folgt die ausgegebene Menge an Zertifikaten dem LRF und insbesondere die MSR (inklusive aktueller Änderungsvorschläge) und der Lösungsmechanismus werden berücksichtigt.
- Annahmegemäß existiert spätestens im Jahr 2050 eine Technologie, die verbliebene Emissionen für 185 EUR/t CO₂-Äq. vermeiden kann.
- Die EU ETS Preise von fast 90 EUR/t CO₂-Äq. im Dezember 2021 könnten bereits auf eine Anpassung auf den Preispfad des FF55 Szenarios hindeuten. Emittenten beschaffen womöglich in Erwartung steigender Preise bereits jetzt Zertifikate.

Quelle: Historische Daten basierend auf Sandbag (2021).

Die vorliegende EWI-Analyse berücksichtigt die Verschärfung der Europäischen sowie der nationalen Klimaziele

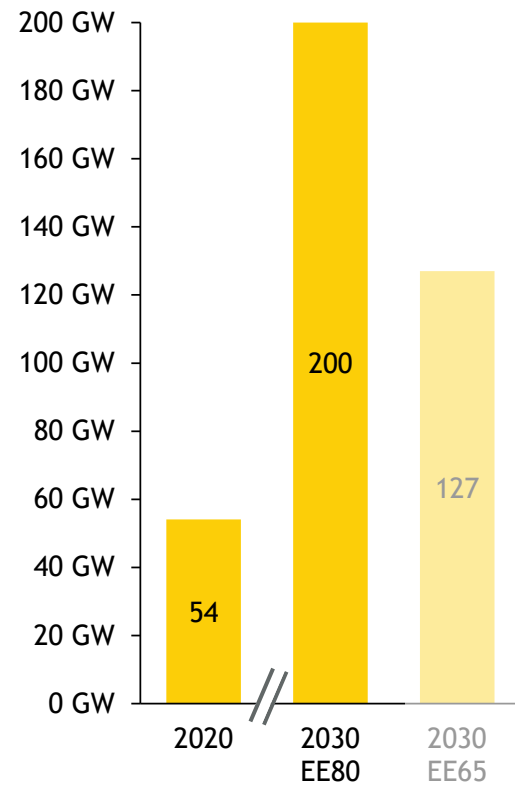


- Basierend auf dem bisherigen Ziel der Bundesregierung und dem ambitionierteren Ziel im Koalitionsvertrag wird zwischen zwei Szenarien differenziert:
 - Die Szenarien OK40_EE65 sowie FF55_EE65 berücksichtigen das bisherige Ziel eines Anteils der Erneuerbaren von 65% an der Stromnachfrage. Demnach ergibt sich für diese Szenarien ein geringerer Ausbau von Wind- und Solaranlagen.
 - Das Szenario FF55_EE80 hingegen berücksichtigt die geplante Zielerhöhung im Koalitionsvertrag auf einen Anteil an Erneuerbaren von 80% an der Stromnachfrage. Dies setzt einen deutlich höheren Bedarf an erneuerbaren Erzeugungstechnologien voraus.
- Ab 2030 wird ein durchschnittlicher jährlicher Nettozubau der Windenergie und Photovoltaik von etwa 16 GW (EE65) bzw. 8 GW (EE80) angenommen.

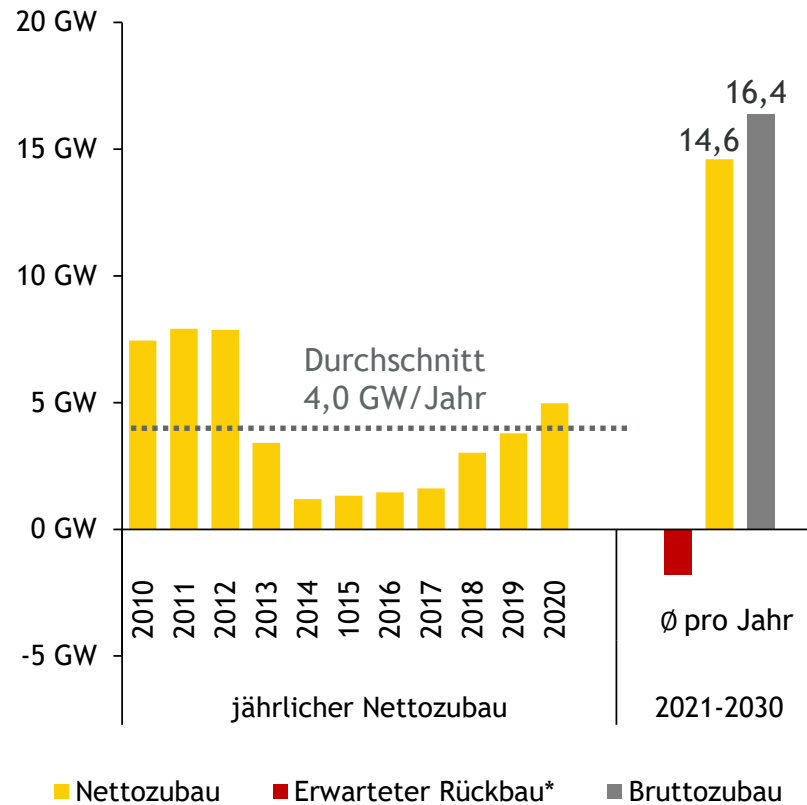
Quelle: Daten basierend auf eigenen Berechnungen und SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021)

200 GW Photovoltaik im Jahr 2030 erfordern einen jährlichen Nettozubau von etwa 15 GW

Gesamtkapazität PV



Jährlicher PV-Zubau von 2010 bis 2030 (EE80)



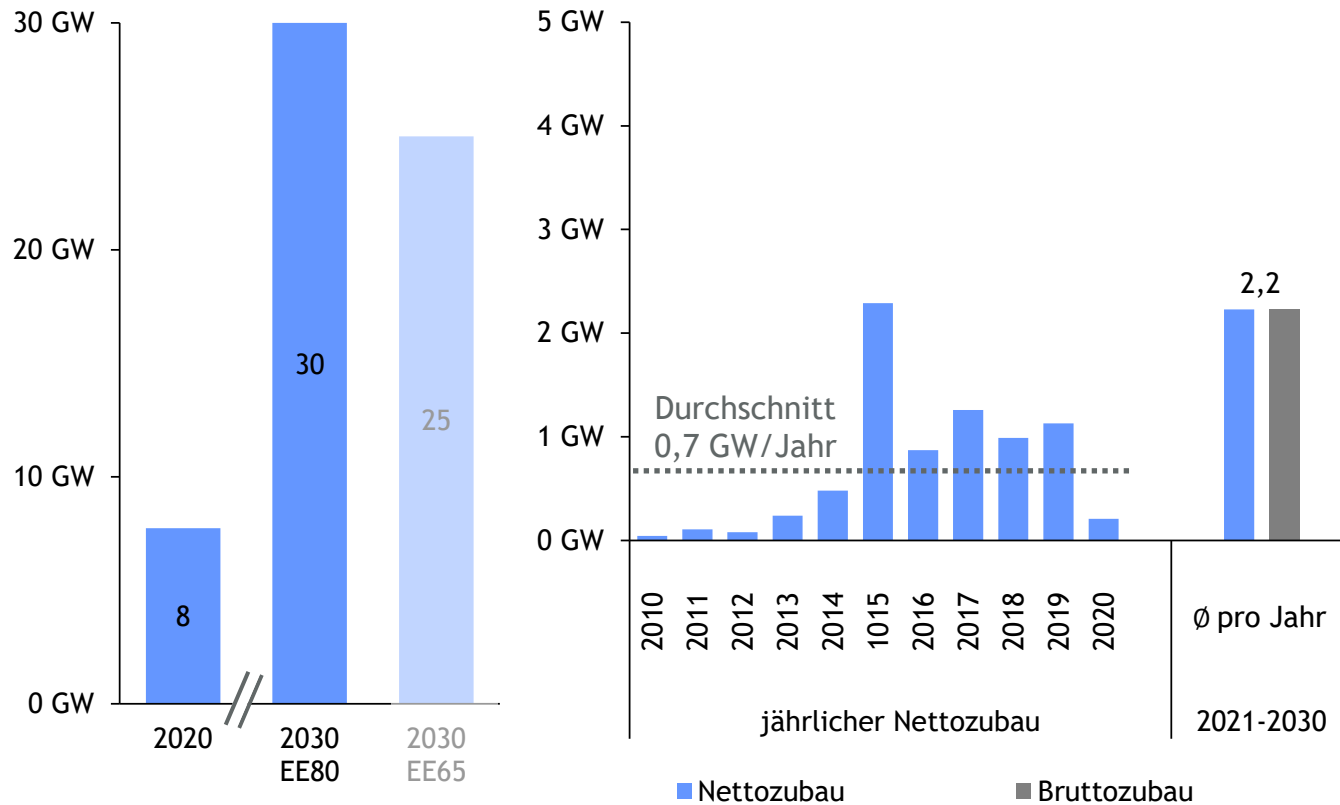
- Für Photovoltaik (PV) wird im Koalitionsvertrag eine Gesamtkapazität von 200 GW im Jahr 2030 angestrebt. Dies entspricht einer Verdoppelung des bisherigen Ziels des EEG 2021 von 100 GW.
- Ausgehend von rund 54 GW im Jahr 2020 bedeutet dies einen durchschnittlichen jährlichen Nettozubau von 14,6 GW bis 2030.
- Da zukünftig Anlagen aus der EEG-Förderung ausscheiden und ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb oft fraglich ist, entspricht dies einem maximalen jährlichen Bruttozubau von rund 16,4 GW.
- Der bisherige Höchstwert des Nettozubaus wurde mit 7,9 GW im Jahr 2012 erreicht. Im Jahr 2020 betrug der Anstieg der installierten Gesamtkapazität PV rund 5 GW.
- In den EE65 Szenarien wird ein Ausbau auf 127 GW PV im Jahr 2030 unterstellt.

Quelle: Historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2021)

* Maximaler, jährlicher Rückbau, wenn die in 2001-2010 installierten Anlagen nach Auslaufen der Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) nicht weiterbetrieben werden.

30 GW Offshore Wind im Jahr 2030 erfordern einen jährlichen Nettozubau von etwa 2 GW

Gesamtkapazität Wind Offshore Jährlicher Offshore-Zubau von 2010 bis 2030 (EE80) ■ Im Koalitionsvertrag wird für den Ausbau von Wind Offshore Kapazitäten bis zum Jahr 2030 ein Ziel von 30 GW definiert.

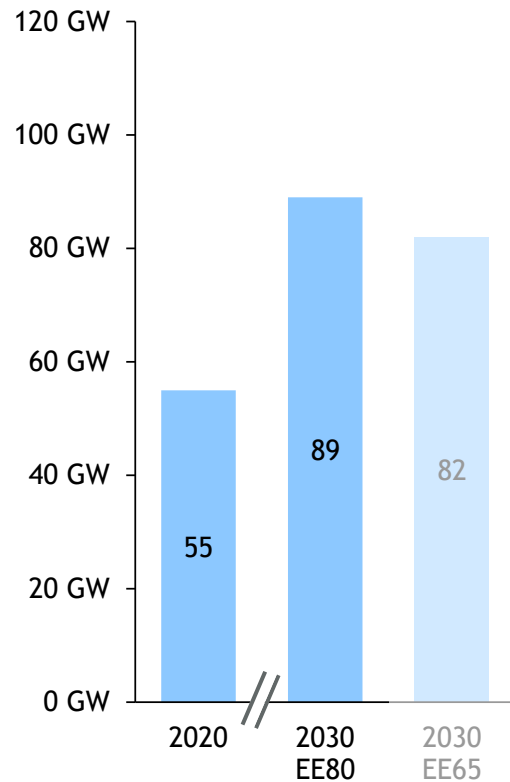


- Im Koalitionsvertrag wird für den Ausbau von Wind Offshore Kapazitäten bis zum Jahr 2030 ein Ziel von 30 GW definiert.
- Dies entspricht einer Erhöhung von 50% gegenüber dem bisherigen Ziel des Windenergie-auf-See-Gesetzes von 20 GW.
- Ausgehend von rund 8 GW im Jahr 2020 bedeutet dies einen durchschnittlichen jährlichen Nettozubau von 2,2 GW im Zeitraum 2021 bis 2030.
- Der notwendige jährliche Zubau entspricht damit dem Zubau im bisherigen Rekordjahr 2015.
- Im Fall von Wind Offshore entspricht bis 2030 der Bruttozubau dem Nettozubau, da alle Bestandsanlagen verbleibende Lebensdauern von mehr als 10 Jahren aufweisen.
- In den EE65 Szenarien wird ein Ausbau auf 25 GW Wind Offshore im Jahr 2030 unterstellt.

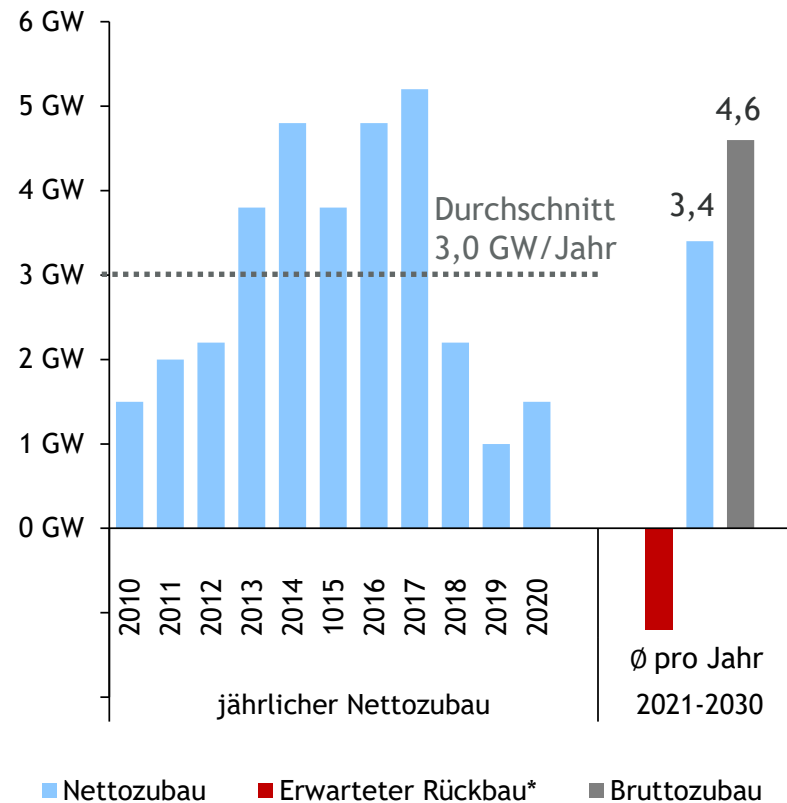
Quelle: Historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2021)

Um einen Erneuerbaren-Anteil an der Stromnachfrage von 80% zu erreichen sind 89 GW Wind Onshore im Jahr 2030 notwendig

Gesamtkapazität Wind Onshore



Jährlicher Onshore-Zubau von 2010 bis 2030 (EE80)



Im Koalitionsvertrag werden konkrete Ziele für PV und Wind Offshore Kapazitäten in 2030 definiert. Zusätzlich wird für 2030 das Ziel festgesetzt, dass 80% der Bruttostromnachfrage aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden soll.

- Unsere Berechnungen ergeben, dass in diesem Fall ein Ausbau der installierten Wind Onshore Kapazitäten auf 89 GW notwendig ist. Im EEG 2021 waren bisher 71 GW als Ziel definiert.
- Für die Jahre 2021-2030 entspräche das einem jährlichen Nettozubau von 3,4 GW.
- Da zukünftig Anlagen aus der EEG-Förderung ausscheiden und ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb oft fraglich ist, entspricht dies einem maximalen jährlichen Bruttozubau von rund 4,6 GW.
- In den EE65 Szenarien wird ein etwas geringerer Ausbau auf 82 GW Wind Onshore im Jahr 2030 unterstellt.

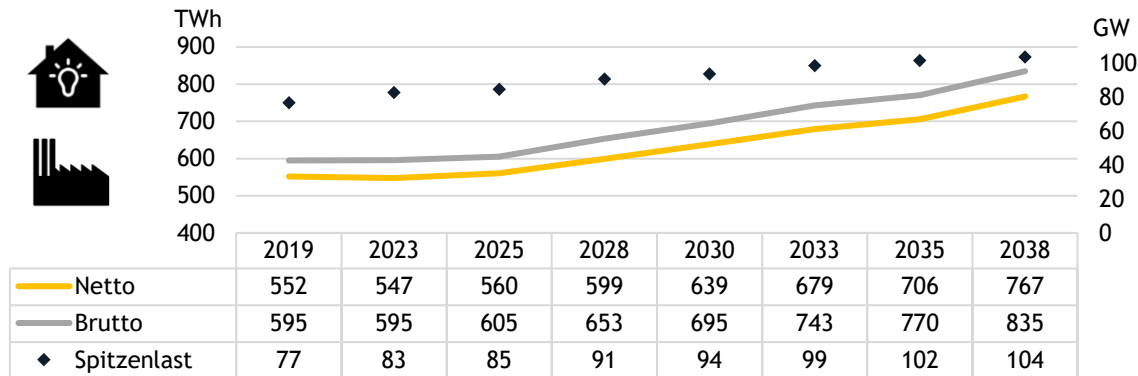
Quelle: Historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2021)
* basierend auf Agora Energiewende (2020)

Annahmen im Szenarienvergleich

| | Volllast- stunden | Strom- nachfrage | Brennstoff- preise | EU ETS Preise* | EE-Ausbau |
|--------------------|-----------------------------------|---------------------|-----------------------|-------------------|-----------|
| Szenario OK40_EE65 | Szenarienübergreifend einheitlich | | | Niedrig | Niedrig |
| Szenario FF55_EE80 | | | | Hoch | Hoch |
| Szenario FF55_EE65 | | | | Hoch | Niedrig |

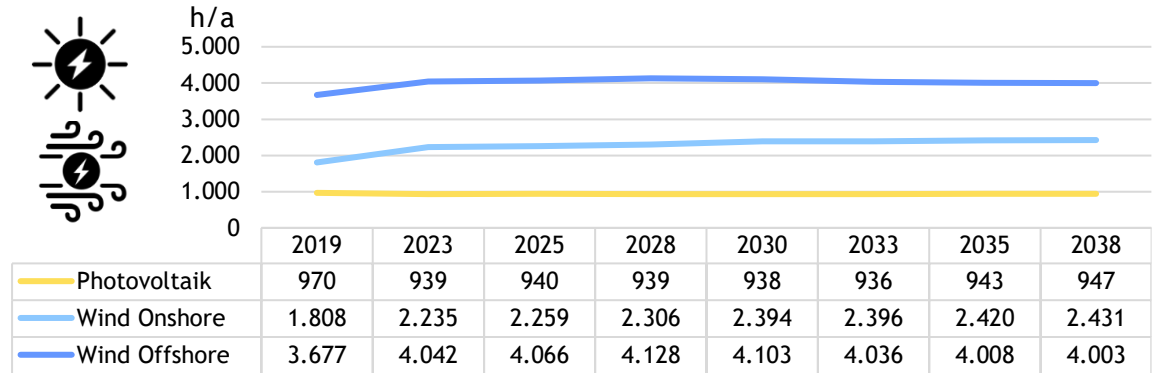
*Vergleiche EU ETS Preisentwicklung auf Seite 12.

Stromnachfrage



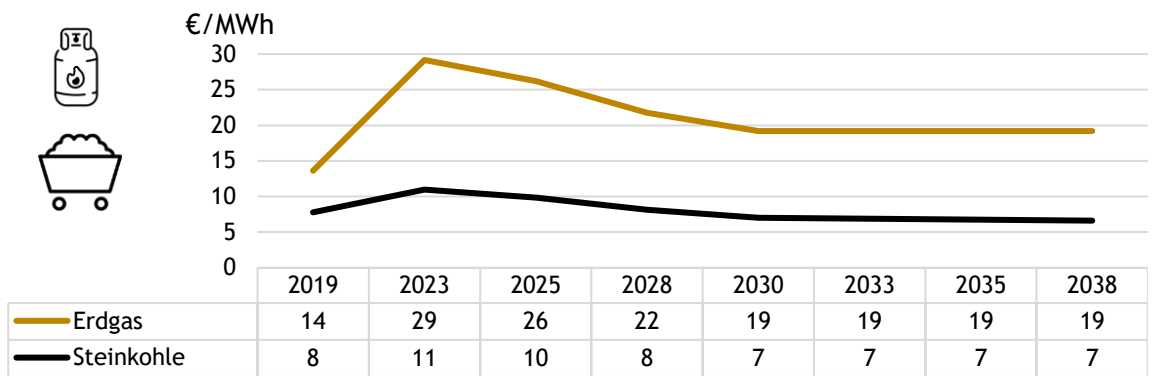
Quellen: Nettostromnachfrage basierend auf EWI (2021) und BNetzA (2020). Spitzenlast basierend auf EWI (2021) und Bundesnetzagentur | SMARD.de (2021c). Bruttostromnachfrage basierend auf Nettostromnachfrage und Szenarioergebnissen für das Szenario FF55_EE80.

Durchschnittliche Volllaststunden



Quellen: Eigene Berechnung basierend auf EWI (2021)

Brennstoffpreise



Quellen: Historische Werte nach EEX (2020) und MarketWatch (2020). Annahme basierend auf Future Preise für 2023 nach CME (2021) und ICE (2021) abgerufen am 14.10.2021, Preise ab 2030 nach IEA (2021) - Announced Pledges.

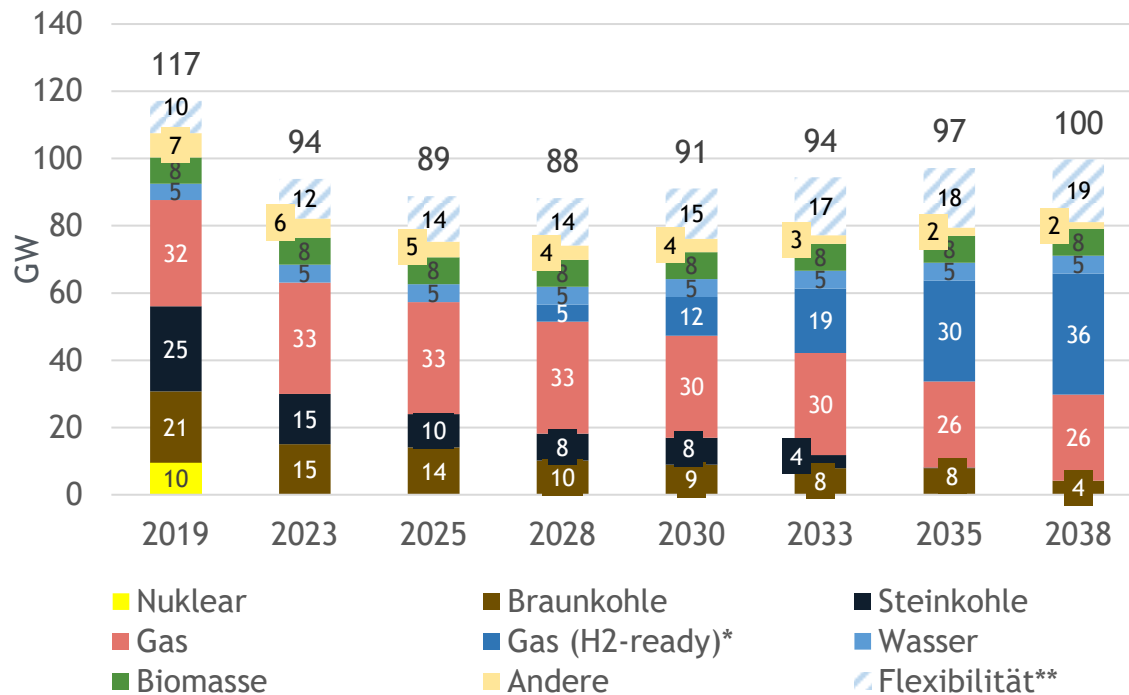
4.1

Ergebnisse der Strommarktmodellierung

Szenario OK40_EE65

Investitionen in wasserstofffähige Gaskraftwerke und Flexibilitäten kompensieren die Stilllegung von Kernenergie und Kohlekraftwerken

Steuerbare Kraftwerke und Flexibilität im Szenario OK40_EE65



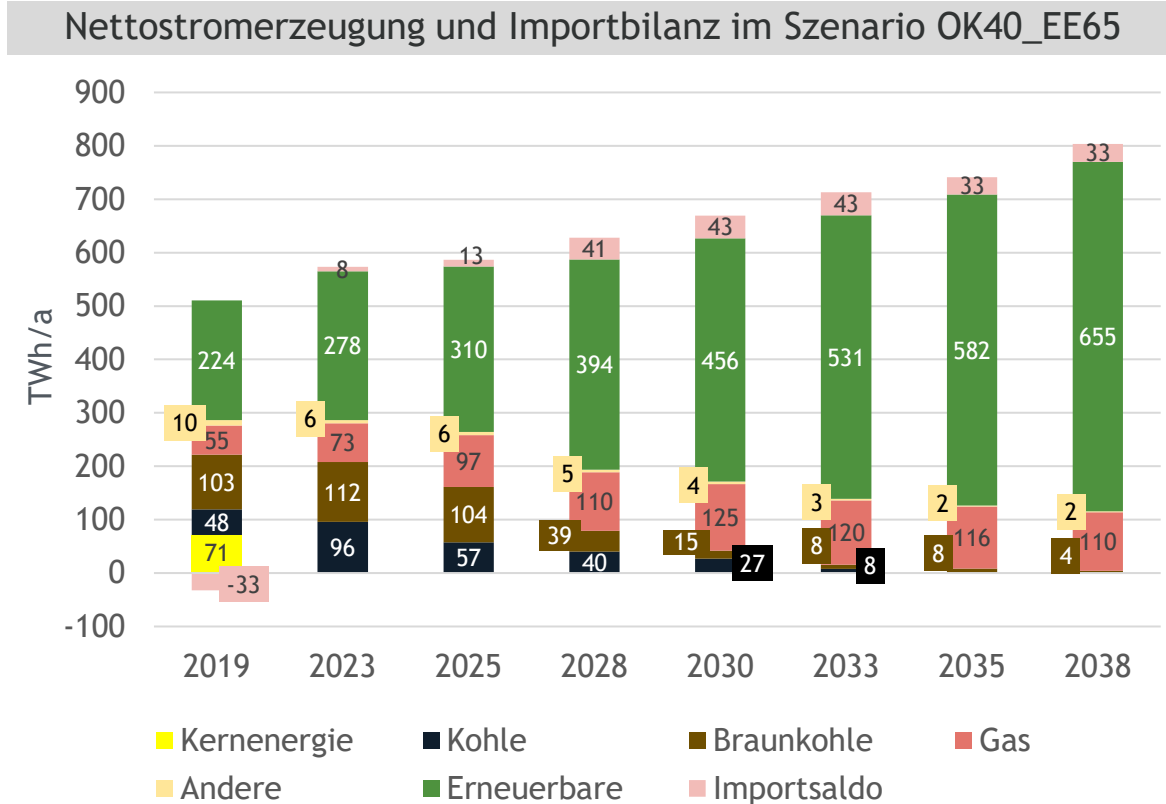
- Der Ausstieg aus der Kernenergie erfolgt plangemäß bis 2022. Aufgrund der moderat steigenden EU ETS Preise findet in OK40_EE65 nur ein geringfügig schnellerer, marktgetriebener Kohleausstieg statt, als im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KvbG) festgeschrieben. Statt der maximal 6 GW Braunkohle Kapazität könnte sich 2038 noch 4 GW am Markt befinden.
- Die gesamte installierte Leistung des steuerbaren Kraftwerksparks nimmt bis 2028 deutlich ab. Die Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken wird durch den Zubau von (wasserstofffähigen) Gaskraftwerken und Flexibilitäten kompensiert, um die Deckung der Spitzenlast sicherzustellen.
- Die installierte Leistung von (wasserstofffähigen) Gaskraftwerken könnte sich ggü. 2019 bis zum Jahr 2038 auf etwa 62 GW verdoppeln. Ein substanzieller Anteil der neuen Kraftwerke sind flexible Gasturbinen, die vor allem eine Backup-Funktion übernehmen. Daneben steigt die installierte Leistung von flexiblen Lasten und Speichern (v.a. Batteriespeicher) um 9 GW gegenüber 2019.

Quelle: Historische Daten auf Basis von Bundesnetzagentur | SMARD.de (2021a)

* Als wasserstofffähige Gaskraftwerke werden Kraftwerke bezeichnet, die langfristig sowohl mit Methan als auch Wasserstoff betrieben werden können. In dieser Analyse wird davon ausgegangen, dass diese Technologie gegen Ende der 2020er Jahre zur Verfügung steht. Die aktuell geplanten Kraftwerke werden mit Option zur Nachrüstung gebaut, diese Option wird hier jedoch nicht untersucht.

**Flexibilitäten umfassen Pumpspeicher, Demand Side Management (DSM), Batterie- und sonstige Speicher. Zur gesicherten Leistung tragen neben den gezeigten und genannten Technologien auch Windkraftanlagen, Importkapazitäten und abschaltbare Lasten im Umfang von insgesamt rund 13 bis 18 GW je Jahr zur gesicherten Leistung bei.

Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken sinkt bis zum Jahr 2030 marktgetrieben signifikant. Kurzfristig verbleibt sie jedoch auf hohem Niveau



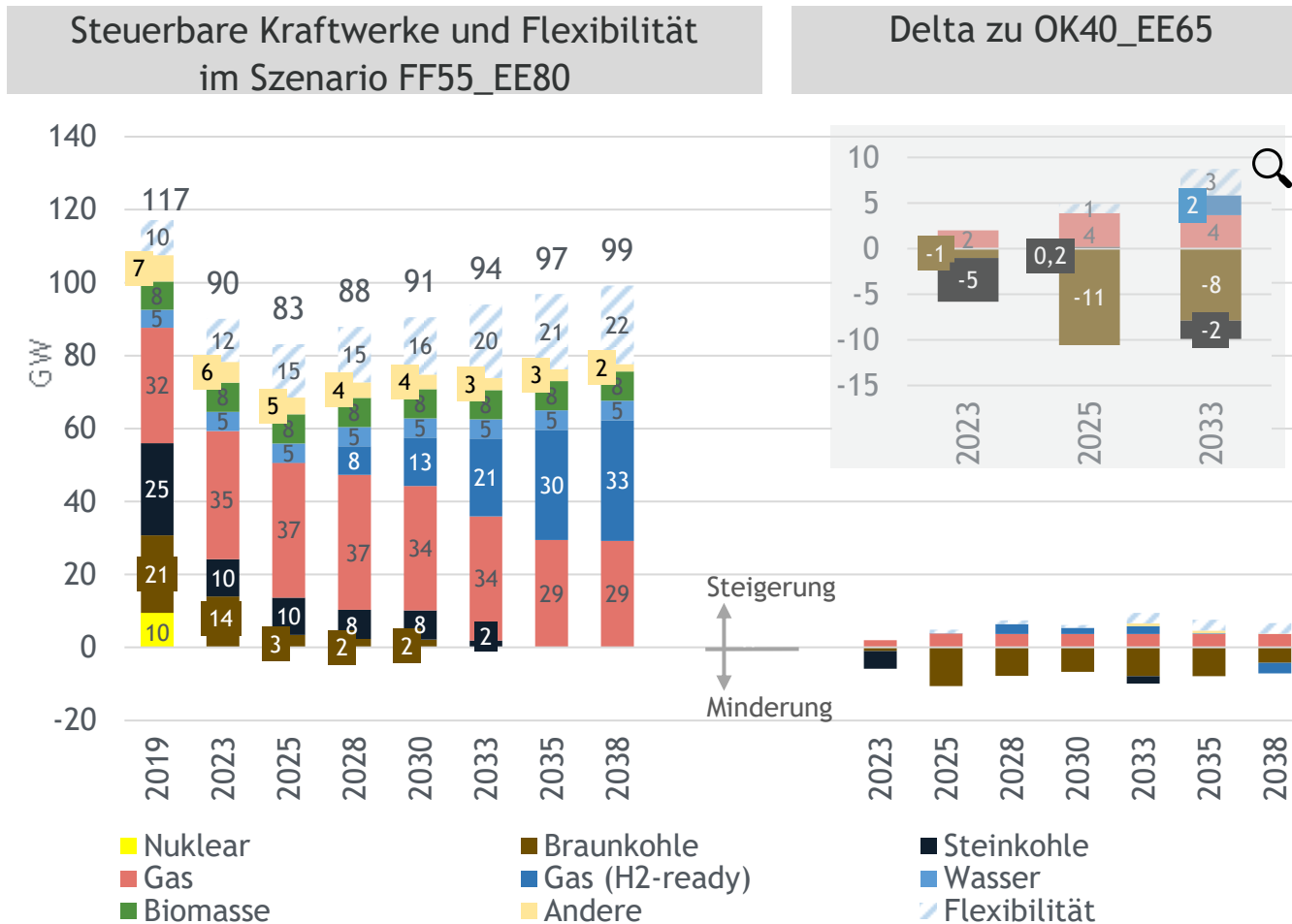
- Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt gemäß den Annahmen zunächst moderat und ab dem Jahr 2025 stark an. Zusammen mit kurzfristig steigenden Gaspreisen und dem Kernenergieausstieg führt dies dazu, dass die Erzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken bis zum Jahr 2025 auf hohem Niveau verbleibt. Vor allem die Steinkohleverstromung steigt trotz steigender Brennstoffpreise bis zum Jahr 2023 deutlich. Darüber hinaus steigen die Stromimporte und Deutschland wird zum Nettostromimporteuer.
- Ab dem Jahr 2028 sinkt die Stein- und Braunkohleverstromung signifikant und Gas wird der wichtigste konventionelle Energieträger. Braunkohle würde somit ab dem Jahr 2033 lediglich ca. 8 TWh Strom erzeugen. Die gesamte Kohleverstromung würde ab 2035 nur noch maximal bei 8 TWh liegen und Kohlekraftwerke vor allem eine Backup-Funktion erfüllen.
- Die Nettostromimporte könnten im Jahr 2030 auf ca. 43 TWh steigen. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2030 beträgt ca. 65 %.

Quelle: Historische Daten auf Basis von Bundesnetzagentur | SMARD.de (2021b) und Fraunhofer ISE (2021)

4.2

Ergebnisse der Strommarktmodellierung Szenario FF55_EE80 versus OK40_EE65

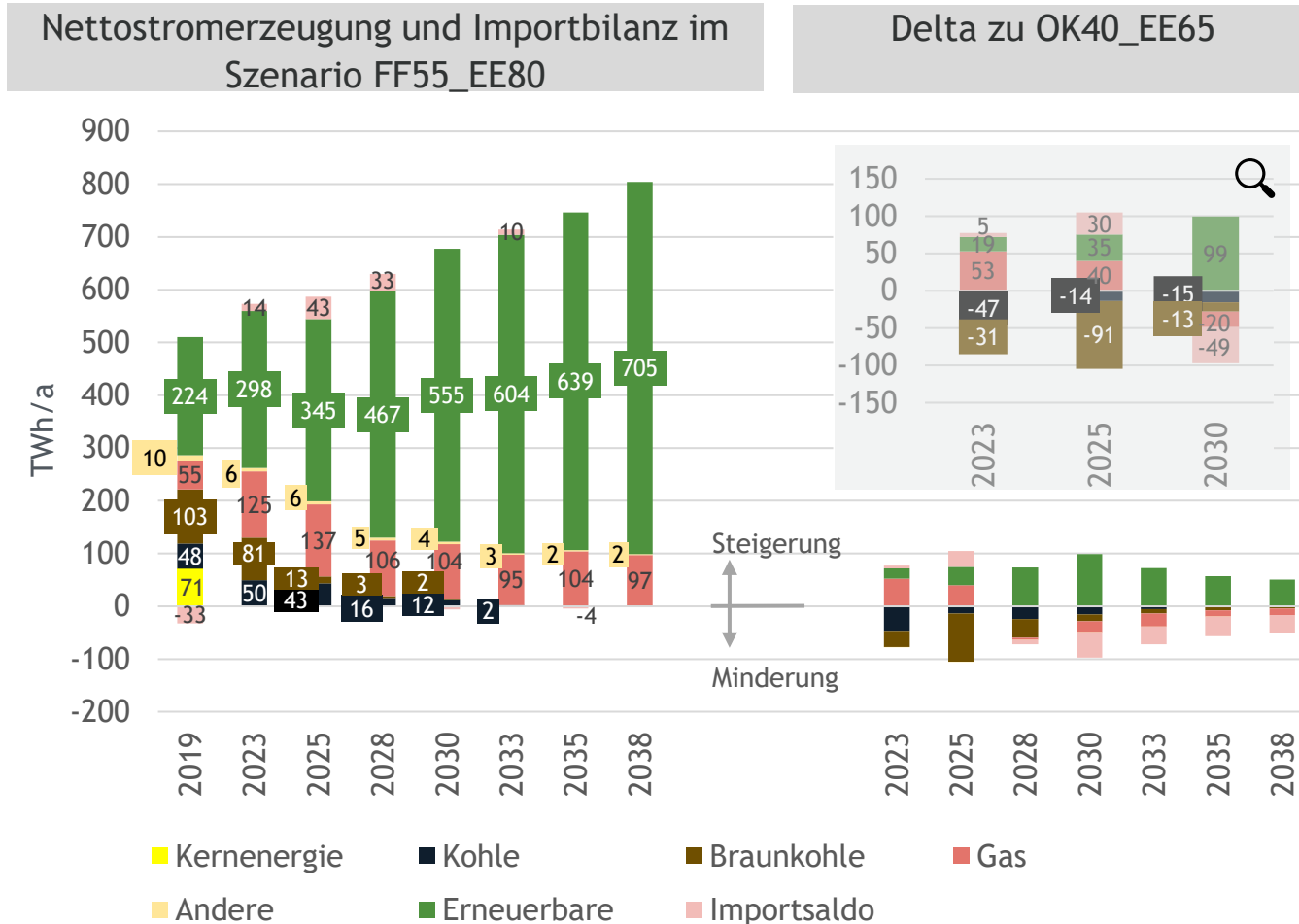
Steigende Preise für Emissionszertifikate könnten zu frühzeitigen, marktgetriebenen Stilllegungen von Kohlekraftwerken führen



- Im Szenario FF55_EE80 führen höhere Preise für Emissionszertifikate im EU ETS zu einer reduzierten Wettbewerbsfähigkeit von Kohlekraftwerken ggü. Gaskraftwerken. Gemäß den Modellergebnissen erfolgt, trotz kurzfristig stark steigender Brennstoffpreise für Erdgas, eine vorgezogene, marktgetriebene Stilllegung von Steinkohlekraftwerken im Umfang von etwa 5 GW bis zum Jahr 2023 ggü. dem Szenario OK40_EE65.
- Bei Braunkohlekraftwerken würde es ebenfalls zu vorzeitigen Stilllegungen kommen. Bis zum Jahr 2025 könnten ineffiziente Kraftwerksblöcke in der Größe von etwa 11 GW ggü. dem Szenario OK40_EE65 vorzeitig stillgelegt werden. Der Kohleausstieg könnte somit marktgetrieben bereits bis zum Jahr 2035 stattfinden.
- Zur Kompensation der Stilllegungen werden bereits bis zum Ende der 2020er Jahre substantielle Mengen an zusätzlichen (wasserstofffähigen) Gaskraftwerken benötigt. Die installierte Leistung würde von 32 GW im Jahr 2019 auf etwa 47 GW in 2030 steigen. Langfristig werden außerdem weitere Flexibilitätsoptionen, maßgeblich in Form von Batteriespeichern, zugebaut.

Quelle: Historische Daten auf Basis von Bundesnetzagentur | SMARD.de (2021a)

Die Umsetzung des Fit for 55 Pakets könnte zu einem deutlich schnelleren Rückgang der Kohleverstromung führen



- Die höheren Preise im EU ETS im Szenario FF55_EE80 erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken ggü. Kohlekraftwerken bereits in der kurzen Frist. In der Folge wird die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken (v.a. Braunkohle) bis zum Jahr 2030 vermehrt durch Gaskraftwerke bereitgestellt und spielt ab 2030 kaum noch eine Rolle im Strommix.
- Ab dem Jahr 2030 führen die höheren EU ETS Preise nur noch zu geringfügigen Reduktionen der Kohleverstromung, da Gas bereits im Szenario OK40_EE65 die kostengünstigere Option darstellt. Die Kohleverstromung würde im Jahr 2033 insgesamt nur noch rund 2 TWh betragen und die verbleibenden Kohlekraftwerke primär eine Backup-Funktion erfüllen.
- Der ambitioniertere Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien führt zu deutlich höheren Erzeugungsmengen von Wind- und Solaranlagen und trägt zur Verringerung der Kohleverstromung und der Stromimporte bei. Ab 2030 könnte Deutschland dadurch eine etwa ausgeglichene Stromhandelsbilanz erreichen.

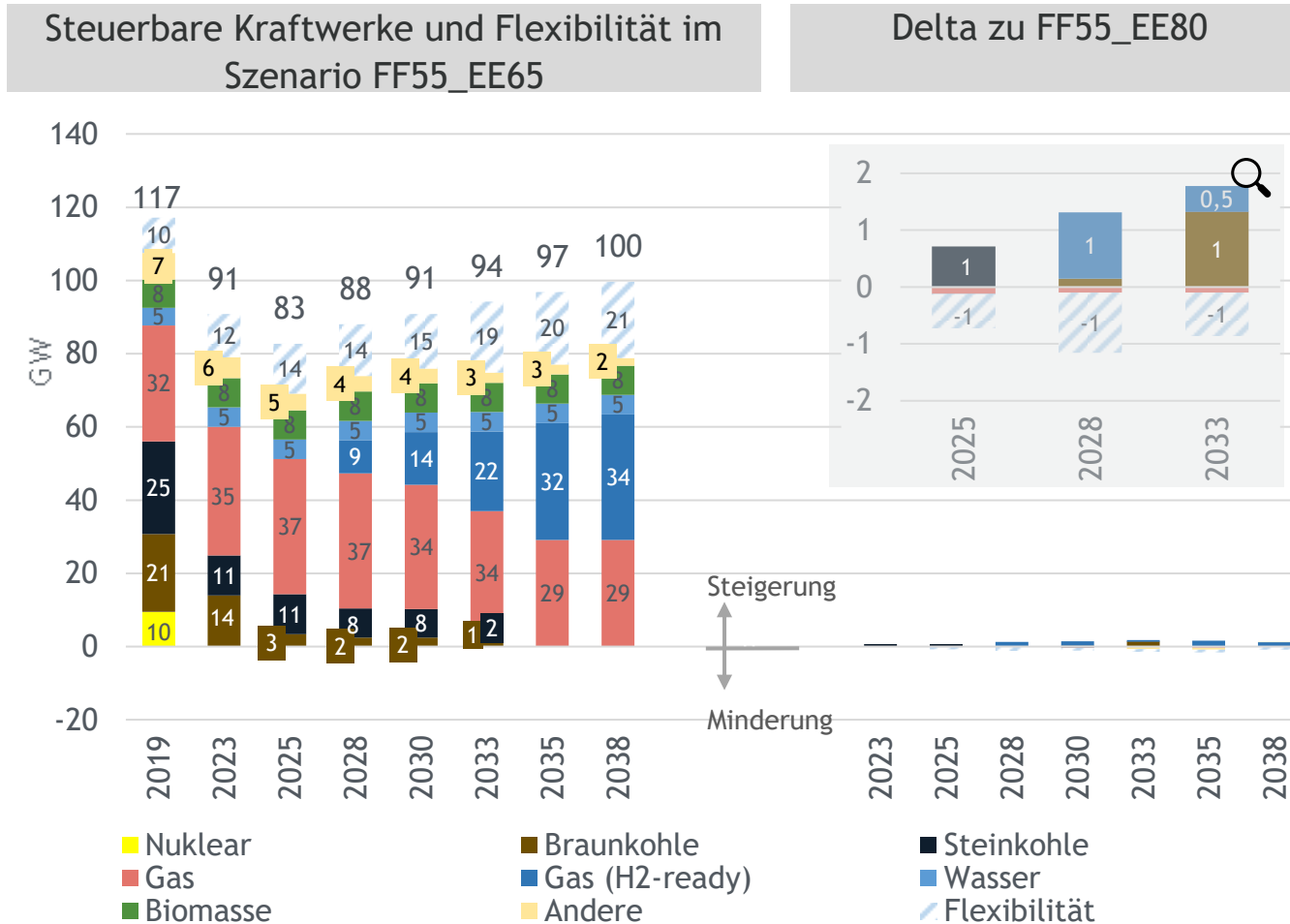
Quelle: Historische Daten auf Basis von Bundesnetzagentur | SMARD.de (2021b) und Fraunhofer ISE (2021)

4.3

Ergebnisse der Strommarktmodellierung

Szenario FF55_EE65 versus FF55_EE80

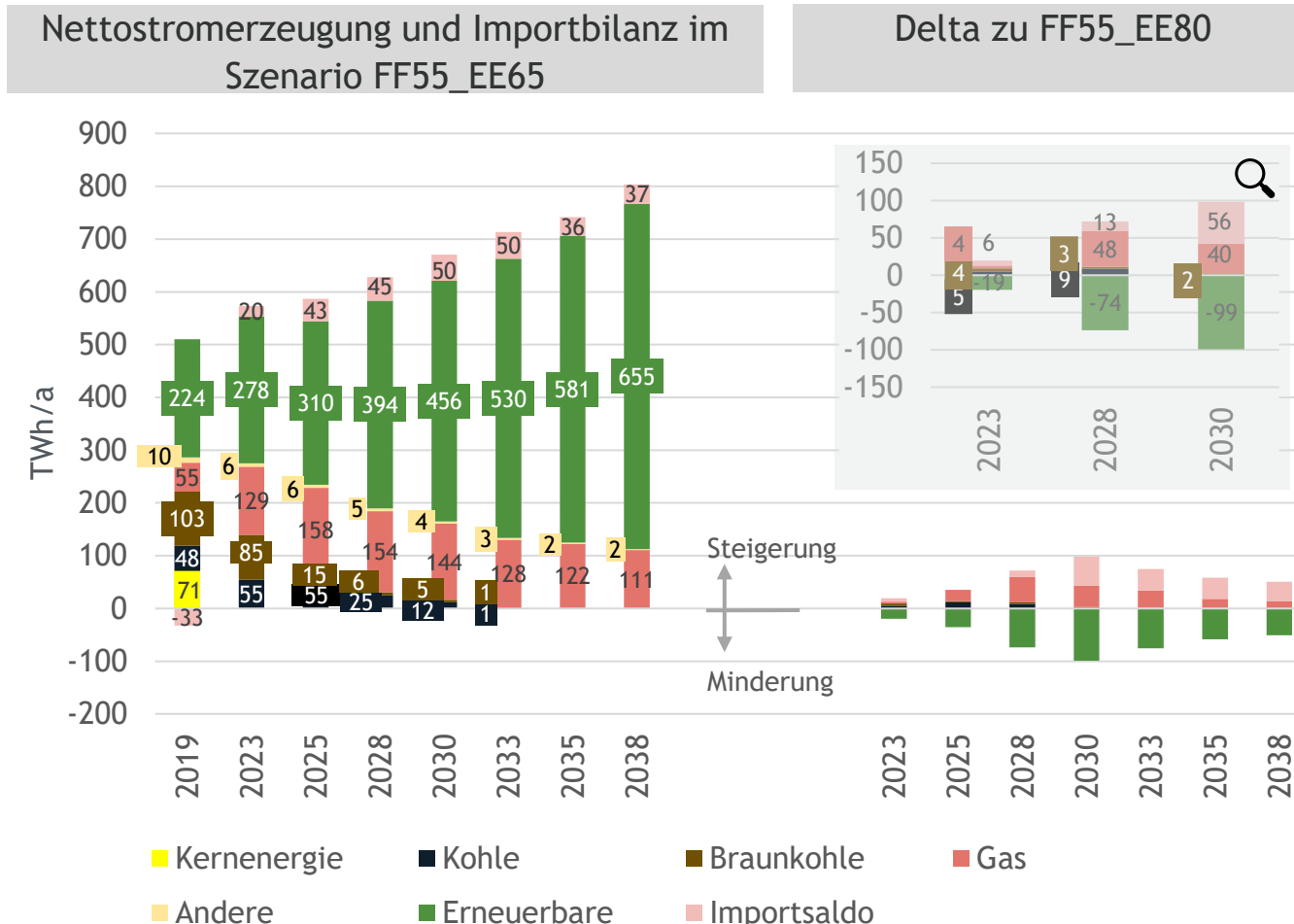
Die Verfehlung der Koalitionsvertragsziele für Erneuerbare hat nur geringe Auswirkungen auf die Kapazitäten von steuerbaren Kraftwerken und Flexibilitäten



- Erneuerbare Energien tragen annahmegemäß nur geringfügig zur gesicherten Leistung bei. Die Nicht-Erreichung der im Koalitionsvertrag festgelegten Ausbauziele für Erneuerbare Energien hat im NIMBY-Szenario FF55_EE65 daher nur geringe Auswirkungen auf die installierten Kapazitäten von steuerbaren Kraftwerken und Flexibilitäten.
- Im Falle eines geringeren Ausbaus der Erneuerbaren Energien (Szenario FF55_EE65) sinkt der Bedarf an Flexibilitätsoptionen leicht und wird durch steuerbare Kraftwerksleistung ersetzt. Diese wird im Vergleich zum Szenario FF55_EE80 entweder durch länger im Markt bleibende Kohlekraftwerke oder neugebaute (wasserstofffähige) Gaskraftwerke bereitgestellt.
- Die installierte Leistung von Kohlekraftwerken unterscheidet sich dadurch kaum zwischen den Szenarien. In beiden Szenarien kommt es zu einem vorzeitigen Kohleausstieg bis zum Jahr 2035.

Quelle: Historische Daten auf Basis von Bundesnetzagentur | SMARD.de (2021a)

Eine geringere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien führt zu höheren Stromimporten und mehr Stromerzeugung aus Erdgas



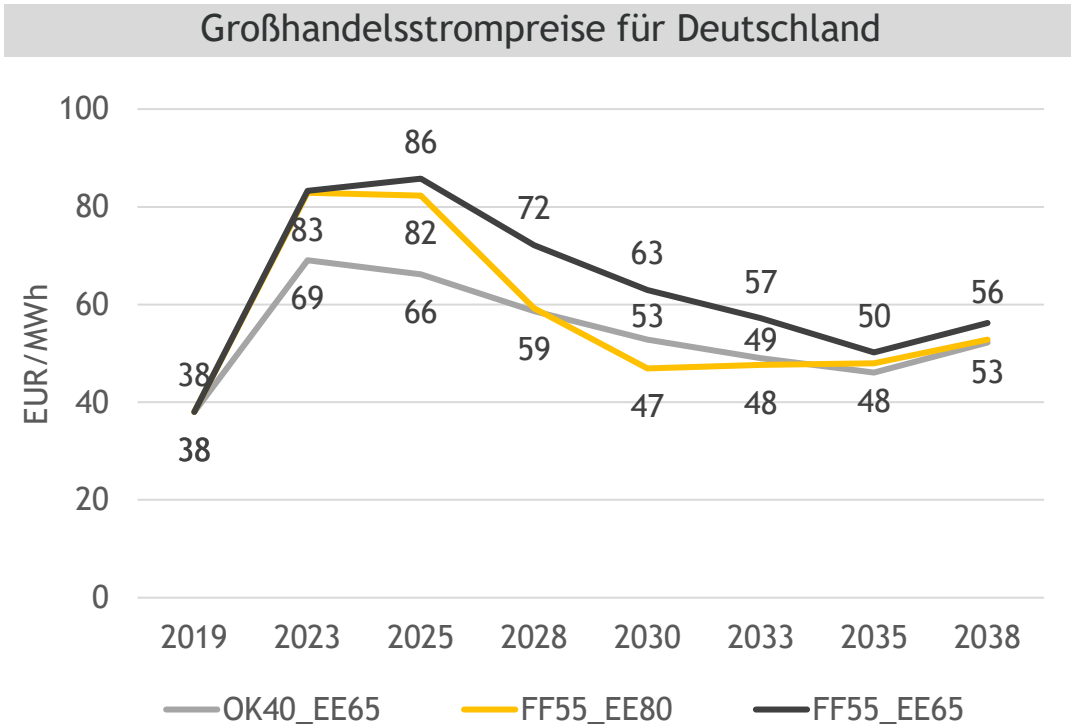
- Bleibt die Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien hinter den Zielen im Koalitionsvertrag zurück und erreicht lediglich 65% am Bruttostromverbrauch (FF55_EE65), wird diese vor allem durch Stromerzeugung aus Gaskraftwerken und weitere Stromimporte ersetzt.
- Dadurch könnte Deutschland dauerhaft zum Nettostromimporteur werden. Das Importsaldo erreicht im Szenario FF55_EE65 im Jahr 2030 mit 50 TWh einen Höchststand und sinkt in den Folgejahren bis 2038 auf 37 TWh.
- Bis zum Jahr 2028 könnten dabei auch Kohlekraftwerke geringfügig wettbewerbsfähiger bleiben. Gründe sind die relativ hohen Erdgaspreise, vergleichsweise niedrigerer EU ETS Preise sowie die geringere Einspeisung Erneuerbarer. Dadurch würden bis zu 14 TWh pro Jahr mehr Strom aus Kohlekraftwerken produziert. Im Jahr 2033 würde die Kohleverstromung, wie im FF55_EE80 noch rund 2 TWh betragen. Die verbleibenden Kohlekraftwerke erfüllen demnach primär eine Backup-Funktion.

Quelle: Historische Daten auf Basis von Bundesnetzagentur | SMARD.de (2021b) und Fraunhofer ISE (2021)

4.4

Szenarioübergreifende Ergebnisse

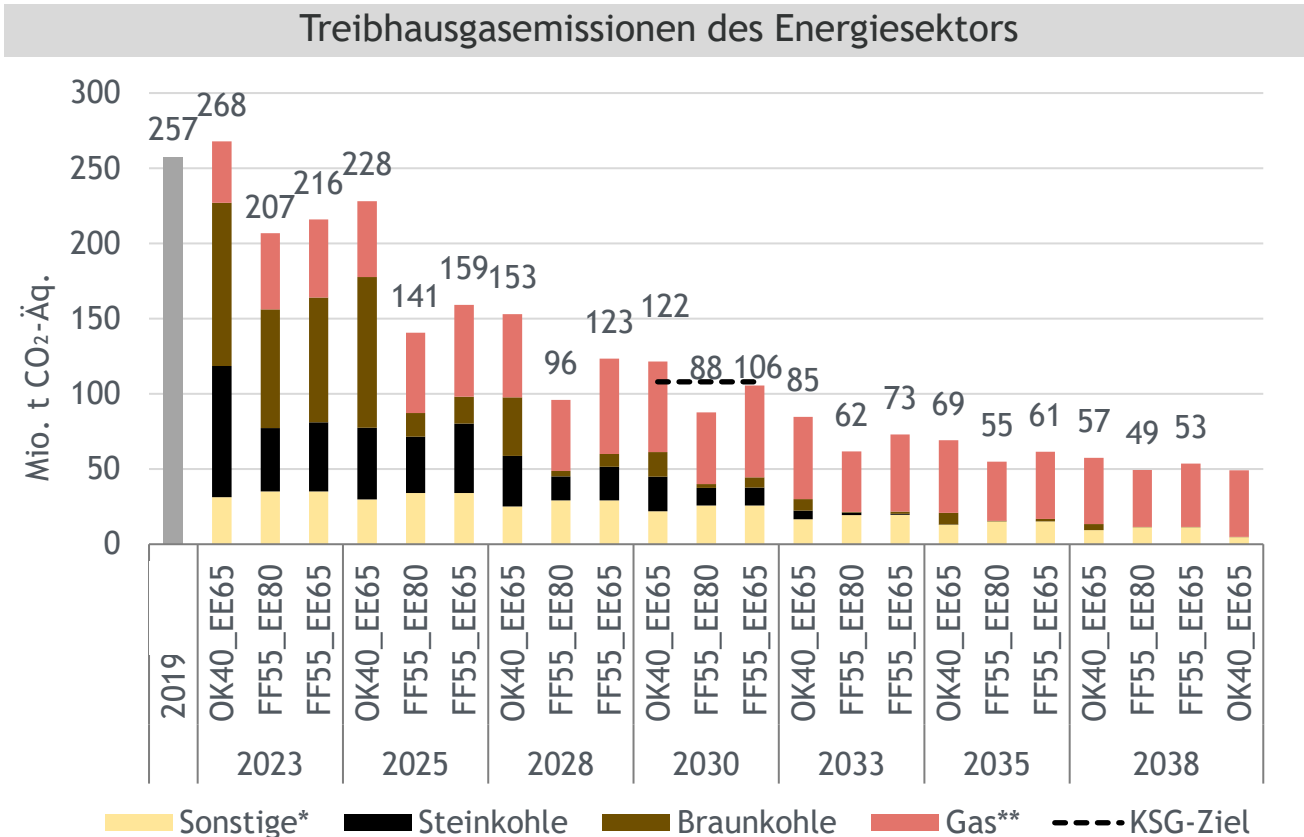
Die Umsetzung der europäischen und nationalen Ziele könnte zu einer Erhöhung der Großhandelspreise um bis zu 20 EUR/MWh führen



- Aufgrund von steigenden EU ETS und Gaspreisen kommt es szenarienübergreifend zu steigenden Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und damit zu erhöhten preissetzenden Geboten in der Merit Order. Vor allem in der Periode bis 2025 führen steigende EU ETS und Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle zu hohen Strompreisen.
- Der durchschnittliche, grenzkostenbasierte Großhandelsstrompreis könnte von 38 EUR/MWh im Jahr 2019 auf bis zu 86 EUR/MWh im Jahr 2025 ansteigen.
- Der aus der Umsetzung des Fit for 55 Pakets resultierende Preisunterschied für EU ETS Zertifikate ist der zentrale Treiber für die Preisunterschieden von bis zu 20 EUR/MWh zwischen den Szenarien. Der Anstieg der EE-Erzeugung kompensiert den Preisanstieg durch hohe EU ETS Zertifikats- und Gaspreise teilweise. Vor allem im Vergleich zwischen FF55_EE65 und FF55_EE80 wird der senkende Effekt der EE-Erzeugung auf den Großhandelsstrompreis deutlich.
- Durch sinkende Rohstoffpreise, den Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren und steigende Stromimporte entspannen sich die Großhandelsstrompreise mittelfristig. Ab 2035 überkompensiert allerdings der Anstieg der EU ETS Zertifikatspreise diese Effekte.

Quelle: Historische Daten auf Basis von Entso-E (2020)

Durch den ambitionierten EE-Ausbau könnte das sektorale Klimaziele im Energiesektor 2030 um 20 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten werden



- Der Rückgang der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken sowie der Anstieg der Stromimporte führt in allen Szenarien zu einem deutlichen Rückgang der Treibhausgasemissionen im Energiesektor. Bis zum Jahr 2030 könnten die Emissionen des Energiesektors in der Folge um bis zu 65% ggü. 2019 sinken.
- Während das sektorale Klimaziele im Energiesektor von 108 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 in den Szenarien FF55_EE65 und FF55_EE80 um 2 bzw. 20 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten werden, verfehlt die deutsche Energiewirtschaft im Referenzszenario OK40_EE65 die Klimaziele mit 122 Mio. t CO₂-Äq. deutlich.
- Die höheren EU ETS Preise infolge der Umsetzung der Fit for 55 Maßnahmen könnten zu einem deutlich schnelleren Absinken der Emissionen in den 2020er Jahren führen. Des Weiteren reduziert der höhere Ausbau der Erneuerbaren Energien die Emissionen v.a. aus der Gasverstromung.

Quelle: Historische Daten auf Basis von UBA (2021)

* Sonstige Emissionen erfasst Emissionen aus Mineralölraffinerien, aus der Herstellung von Brennstoffen, aus Pipelinetransport, diffuse Emissionen sowie Emissionen aus der Verbrennung sonstiger Energieträger.

** Durch den perspektivischen Einsatz von grünem Wasserstoff ließen sich Emissionen von gasförmigen Energieträgern entsprechend reduzieren. In dieser Analyse wird allerdings davon ausgegangen, dass im Betrachtungszeitraum keine Rückverstromung von Wasserstoff zur Stromerzeugung stattfindet und dieser zunächst in anderen Sektoren eingesetzt wird.

Effekt der Zielverschärfungen auf den Kohleausstieg

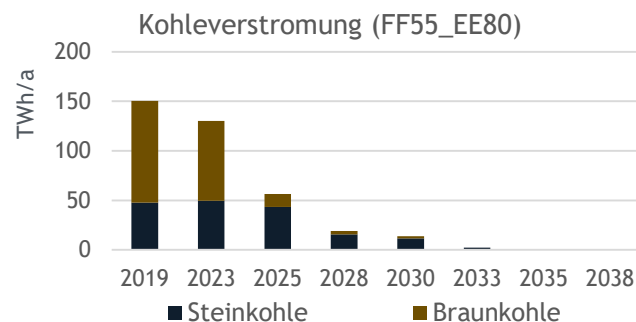


Implikationen aus der Modellrechnung:

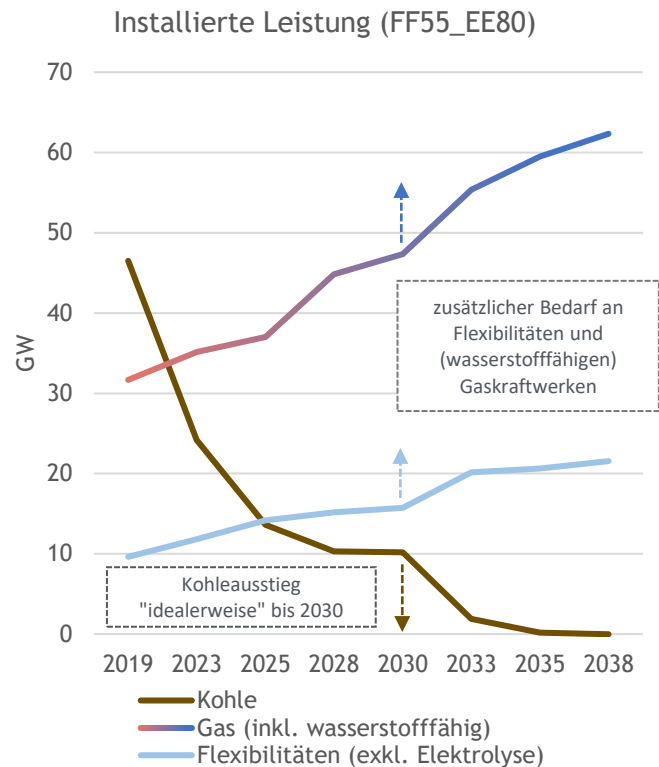
Gemäß des Koalitionsvertrages soll der Kohleausstieg „idealerweise“ bis 2030 stattfinden.

- In den betrachteten Szenarien kommt es frühestens bis zum Jahr 2035 zu einem marktgetriebenen Kohleausstieg. Der Vergleich der Szenarien verdeutlicht, dass die Umsetzung des Fit for 55 Legislativpakets und dessen Auswirkungen auf die EU ETS Preise sowie der Ausbau der Erneuerbaren auf 65% Bruttostrombedarfs ausschlaggebend sind. Die Erhöhung des deutschen Ziels zur Deckung des Bruttostrombedarfs aus Erneuerbaren von 65% auf 80% reduziert nach 2030 hauptsächlich die Gasverstromung und Stromimporte.
- Maßgebend für den marktgetriebenen Kohleausstieg ist nicht die realisierte Kohleverstromung als vielmehr der Beitrag der Kohlekraftwerke zur gesicherten Leistung. Mit Blick auf die erzeugten Strommengen zeigt sich, dass Kohlekraftwerke bereits im Jahr 2030 primär eine Backup Funktion übernehmen und mit niedrigen Volllaststunden operieren (FF55_EE80: 14 TWh; FF55_EE65: 17 TWh). Allerdings erscheint der Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke aufgrund des Beitrags zur gesicherten Leistung nach 2030 trotz hoher CO₂-Preise aus Systemsicht sinnvoller als Neuinvestitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten.

Marktbasierter Kohleausstieg bis 2035



Vorgezogener Kohleausstieg 2030



Limitationen der Modellergebnisse:

- Braunkohlekraftwerke bleiben trotz niedriger Volllaststunden im Markt. In der Praxis müssen wegen der begrenzten Lagerbarkeit der Braunkohle allerdings Tagebaue betrieben werden, was mit entsprechenden Kosten verbunden ist. Daher ist es fraglich, inwiefern diese Kraftwerke bei sehr geringer Auslastung noch wirtschaftlich betrieben werden können. Des Weiteren führt die geringe Auslastung auch zu technischen Herausforderungen, zum Beispiel durch lange Anlaufzeiten beim Kaltstart eines Kraftwerks. Eine genaue Bewertung der Eignung von Kohlekraftwerken würde eine Detailbetrachtung der Kraftwerke und Tagebausysteme und deren Kostenstruktur erfordern und ist nicht Teil der vorliegenden Studie. Um diesen Sachverhalt trotzdem annäherungsweise abzubilden, wurde für die Modellierung angenommen, dass Braunkohlekraftwerke bei mindestens 1.000 Volllaststunden und Steinkohlekraftwerke mindestens 600 Volllaststunden laufen müssen.
- In jedem Fall - ob politisch oder betriebswirtschaftlich motiviert - müsste für einen vorgezogenen Kohleausstieg 2030 die verbleibende Kohlekraftwerksleistung in Höhe von 10 GW in den FF55-Szenarien durch zusätzliche gesicherte Leistung zur Deckung der Spitzenlast substituiert werden. Dafür würden zusätzliche (wasserstofffähige) Gaskraftwerke oder Flexibilitätsoptionen, z.B. in Form von Batteriespeichern, benötigt werden, die entsprechend errichtet und refinanziert werden müssen. Eine Detailbetrachtung wurde in dieser Analyse nicht durchgeführt.



Zusammenfassung



- Die europäische Kommission veröffentlichte im Juli 2021 das Legislativpaket „Fit for 55“, welches Maßnahmen für die Umsetzung der Verschärfung des Klimaziels der Europäischen Union von -40% auf -55% bis 2030 vorsieht.
 - Eine Verschärfung des europäischen Klimaziels könnte die Preise im EU ETS mittelfristig um über 40 EUR/t CO₂-Äq. erhöhen. Die Preise für Emissionszertifikate könnten bis 2030 auf etwa 96 EUR/t CO₂-Äq. und bis 2038 auf etwa 130 EUR/t CO₂-Äq. steigen.
 - Die steigenden Preise für Emissionszertifikate erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gegenüber den verbleibenden Kohlekraftwerken. Dies hat zur Folge, dass die Stromerzeugung aus Kohle bis zum Jahr 2030 stark zurückgeht und in den betrachteten Szenarien lediglich 14 bis 17 TWh im Jahr 2030 beträgt. Bis zum Jahr 2035 könnte so ein marktgetriebener Kohleausstieg stattfinden. Voraussetzung dafür ist ein deutlicher Zubau von (wasserstofffähigen) Gaskraftwerken von 32 GW (2019) auf rund 60 GW bis 2035.



- Darüber hinaus hat die deutsche Bundesregierung im Koalitionsvertrag die Ziele für den Ausbau Erneuerbarer deutlich erhöht. Im Jahr 2030 soll ein Anteil von 80% Erneuerbaren an der Bruttostromnachfrage erreicht werden, zuvor lag der Zielwert bei 65%.
 - Gemäß den Modellergebnissen führt der beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren langfristig vor allem zu einer geringeren Stromerzeugung aus Gaskraftwerken und zu reduzierten (Netto-)Stromimporten. Die Kohleverstromung wird nur geringfügig beeinflusst, sofern ausreichend (wasserstofffähige) Gaskraftwerke gebaut werden können.



- Die Verschärfung des EU-Klimaziels und hohe Gaspreise könnten die Großhandelsstrompreise um bis zu 20 EUR/MWh auf etwa 86 EUR/MWh im Jahr 2025 erhöhen. Der Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren kompensiert den Preisanstieg nur teilweise. Durch sinkende Gaspreise, den Erneuerbaren-Ausbau und steigende Stromimporte könnten die Strompreise mittelfristig wieder sinken.



- Das sektorale Klimaziel des Energiesektors von 108 Mio. t CO₂-Äq. würde im Falle einer Verschärfung der EU-Klimaziele und der Erreichung der Ziele im Koalitionsvertrag um 20 Mio. t CO₂-Äq. unterschritten werden.



- Die deutsche Bundesregierung strebt im Koalitionsvertrag einen vorzeitigen Kohleausstieg „idealerweise“ bis 2030 an.
 - In den betrachteten Szenarien kommt es modellendogen frühestens bis zum Jahr 2035 zu einem marktgetriebenen Kohleausstieg. Mit Blick auf die erzeugten Strommengen in den Szenarien zeigt sich jedoch, dass Kohlekraftwerke bereits im Jahr 2030 primär eine Backup Funktion übernehmen.
 - Für einen vorgezogenen Kohleausstieg bis 2030 müsste demnach die in den Szenarien verbleibende Kohlekraftwerksleistung in Höhe von ca. 10 GW durch weitere gesicherte Leistung zur Deckung der Spitzenlast substituiert werden. Dafür würden zusätzliche (wasserstofffähige) Gaskraftwerke oder Flexibilitätsoptionen, z.B. in Form von Batteriespeichern, benötigt werden.

Fit for 55 und Koalitionsvertrag - Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt

KONTAKT

Max Gierkink

Max.Gierkink@ewi.uni-koeln.de

+49 (0)221 277 29 306

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU, 2021): Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland
- Bundesamt für Umwelt (BAFU, 2021): Indikator Treibhausgas-Emissionen
- Bundesnetzagentur / SMARD.de (BNetzA, 2020): Strommarktdaten.
- Bundesnetzagentur | SMARD.de (BNetzA, 2021a): Stromerzeugung: installierte Erzeugungsleistung.
- Bundesnetzagentur | SMARD.de (BNetzA, 2021b): Stromerzeugung: Realisierte Erzeugung.
- Bundesnetzagentur / SMARD (BNetzA, 2021c): Realisierter Stromverbrauch.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2021): Erste Schätzung Stromverbrauch 2030. Online verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/07/20210713-erste-abschaetzungen-stromverbrauch-2030.html> Abgerufen am 02.11.2021.
- CME Group (CME, 2021): Trading - Coal CIF ARA Futures (abgerufen am 14.10.2021).
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie -Agentur GmbH (dena).
- European Environment Agency (EEA, 2021): Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2019 and inventory report 2021
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2021): Gesetzesentwurf zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021.
- European Energy Exchange (EEX 2020): EEX Gas Spot Settlement Price History 2019
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2020): ENTSO-E Transparency Platform.
- Europäische Kommission (EU Kom, 2021): Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council
- Fraunhofer ISE (2021): Jährliche Nettostromerzeugung in Deutschland in 2019. Abgerufen am 02.11.2021 auf energy-charts.info.
- Independent Commodity Intelligence Services (ICE, 2021) [Dutch TTF Gas Futures | ICE \(theice.com\)](https://www.theice.com) (abgerufen am 14.10.2021).
- Independent Commodity Intelligence Services (ICIS, 2019): What a 55% 2030 emission reduction target means for the EU ETS, Juli 2019.
- International Energy Agency (IEA 2021): World Energy Outlook 2021, Oktober 2021.
- MarketWatch (MarketWatch, 2020): Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey).

- Netztransparenz (Netztransparenz, 2021): EEG-Anlagenstammdaten - EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019, 31. Juli 2020. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- Our World in Data (2021): Liechtenstein: CO2 Country Profile
- Ruhnau O., Bucksteeg M., Ritter D., Schmitz R., Böttger D., Koch M., Pöstges A., Wiedmann M., Hirt L. (Ruhnau et al., 2021): Why electricity market models yield different results: Carbon pricing in a model-comparison experiment.
- Sandbag (2021): Carbon Price Viewer - EUA Price.
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit
- Statistics Norway (2021): Emissions to air
- Statista (2021): Installierte Leistung (kumuliert) der Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2020
- Umweltbundesamt (UBA, 2019a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019, Mai 2019.
- Umweltbundesamt (UBA, 2019b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018, April 2019.
- Umweltbundesamt (UBA, 2020a): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Dessau-Roßlau, März 2020.
- Umweltbundesamt (UBA, 2021): . Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2019. Stand 01/2021.
- Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG, 2020): Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See - (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG).