

The background of the top half of the slide is a photograph of a large, modern university building with a prominent triangular pediment and several tall, narrow windows. The building is light-colored, possibly beige or tan. There are green trees in the foreground and background. A yellow horizontal bar is positioned below the photograph, extending from the left edge to the center of the slide.

Auswirkungen einer Verschärfung der europäischen Klimaziele auf den deutschen Strommarkt

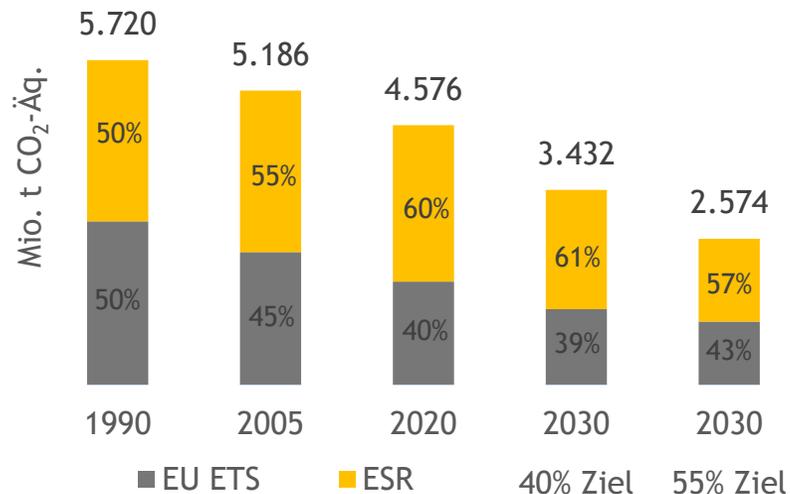
Auftraggeber: Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e. V.

Autoren: Max Gierkink, Michael Wiedmann, Konstantin Gruber und Martin Hintermayer

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH | 17.03.2021

Der europäische Rat hat sich im Dezember 2020 darauf verständigt, das Klimaziel der Europäischen Union für das Jahr 2030 von aktuell 40% auf 55% zu verschärfen.

Treibhausgasemissionen in der EU**



- Am 11. Dezember 2020 hat sich der Europäische Rat für eine Verschärfung des Klimaziels der Europäischen Union von -40% auf -55% im Vergleich zu 1990 ausgesprochen. 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 EU Emissionsbudget verteilt sich auf das Emission Trading System (EU ETS) und die Effort Sharing Regulation (ESR). Während im EU ETS das Emissionsbudget der energieintensiven Industrie und der Energiewirtschaft reguliert wird, werden in der ESR die Sektoren Verkehr, Gebäude, Industrie und Landwirtschaft reguliert.
- Für das 40% Ziel ist die Aufteilung der Emissionsreduktion zwischen EU ETS und ESR festgelegt. Eine Aufteilung im Hinblick auf das neue 55% Ziel steht noch aus.

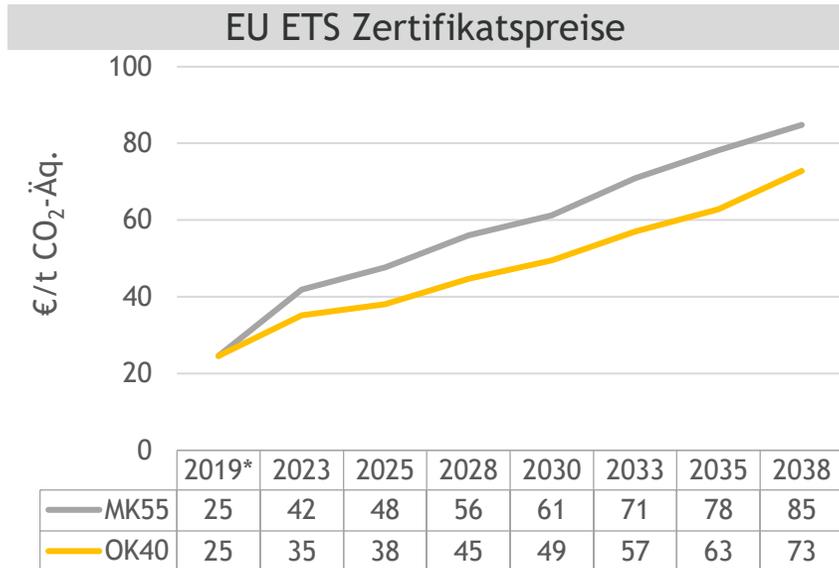
- Für die modellbasierten Analysen wird angenommen, dass die Verschärfung des EU-Klimaziels zu einer überproportionalen Zielverschärfung im Bereich der ESR führen wird. Diese Annahme berücksichtigt das mögliche Carbon-Leakage-Risiko im Bereich des EU ETS. Das verbleibende Emissionsbudget im EU ETS liegt im Jahr 2030 annahmegemäß bei 1.111 Mio. t CO₂-Äq.
- Die Preisentwicklung der Emissionszertifikate für das 40% und 55% Ziel wird mit Hilfe eines EU ETS Fundamentalmodells berechnet. Auf Basis der CO₂-Zertifikatepreise werden anschließend die Auswirkungen der Klimazielverschärfung auf den deutschen Strommarkt (Kraftwerkspark, Stromerzeugung, Großhandelsstrompreise und sektorales Klimaziel 2030) untersucht.

* Das angenommene Emissionsbudget bezieht sich auf die 27 EU-Mitgliedstaaten sowie das Vereinigte Königreich, Norwegen, Island und Liechtenstein (EU 31).

** Daten basierend auf ICIS (2019). Aufteilung zwischen EU ETS und ESR für das 55 % Ziel in 2030 gemäß Annahme.

Szenariendesign und zentrale Annahmen

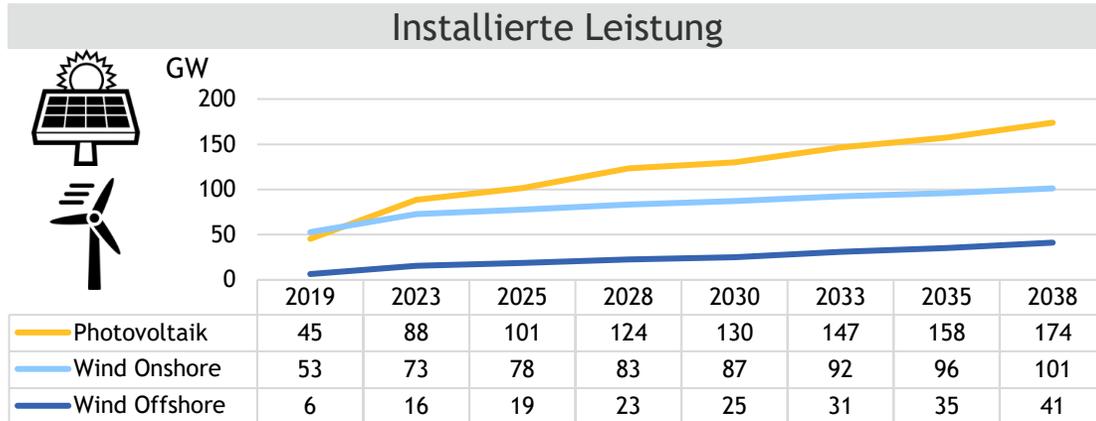
Eine Verschärfung des europäischen Klimaziels auf 55% könnte die Preise im EU ETS mittelfristig um über 10 Euro pro Tonne CO₂-Äq erhöhen. ewi



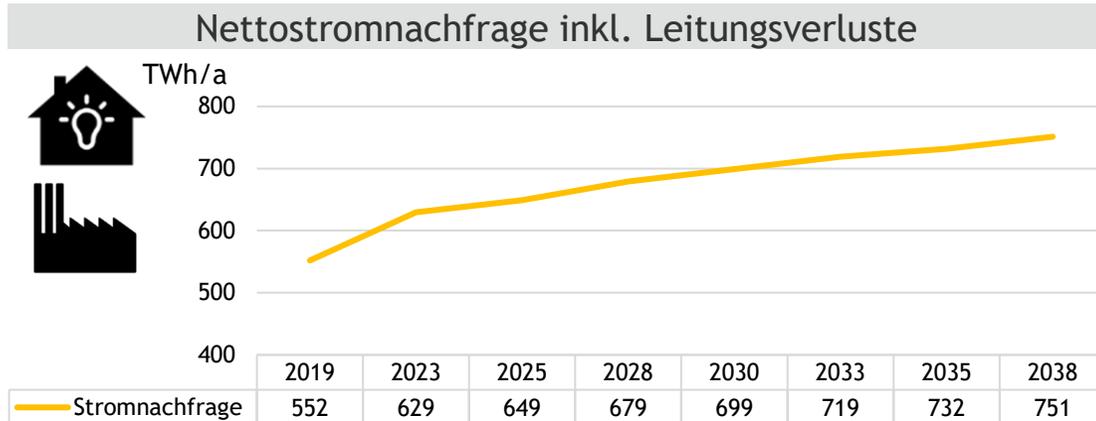
- Auf Basis eines EU ETS-Fundamentalmodells (vgl. Bocklet & Hintermayer, 2020) werden für zwei Szenarien mögliche CO₂-Preisentwicklungen berechnet:
 - Im Szenario ohne Klimazielsverschärfung (OK40) wird eine Minderung der Emissionen im EU ETS um 43% (im Vergleich zu 2005) im Jahr 2030 unterstellt. Dies entspricht einem jährlichen, linearen Reduktionsfaktor von 2,2%.
 - Im Szenario mit Klimazielsverschärfung (MK55) wird der Reduktionsfaktor im EU ETS ab 2022 auf 3,2% erhöht. So wird die Ausgabemenge im Jahr 2030 auf 1.111 Mio. t CO₂-Äq reduziert und Klimaneutralität in 2050 sichergestellt.
- 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 ab. So folgt die ausgegebene Menge an Zertifikaten dem linearen Reduktionsfaktor und insbesondere die Marktstabilitätsreserve und der Lösungsmechanismus werden berücksichtigt.
- Annahmegemäß existiert spätestens im Jahr 2050 eine Technologie, die verbliebene Emissionen für 135 €/t CO₂-Äq vermeiden kann.
- Die EU ETS Preise von ca. 37 €/t CO₂-Äq im März 2021 deuten bereits auf eine Anpassung auf den Preispfad des MK55 Szenarios hin. Emittenten beschaffen in Erwartung steigender Preise bereits jetzt Zertifikate.

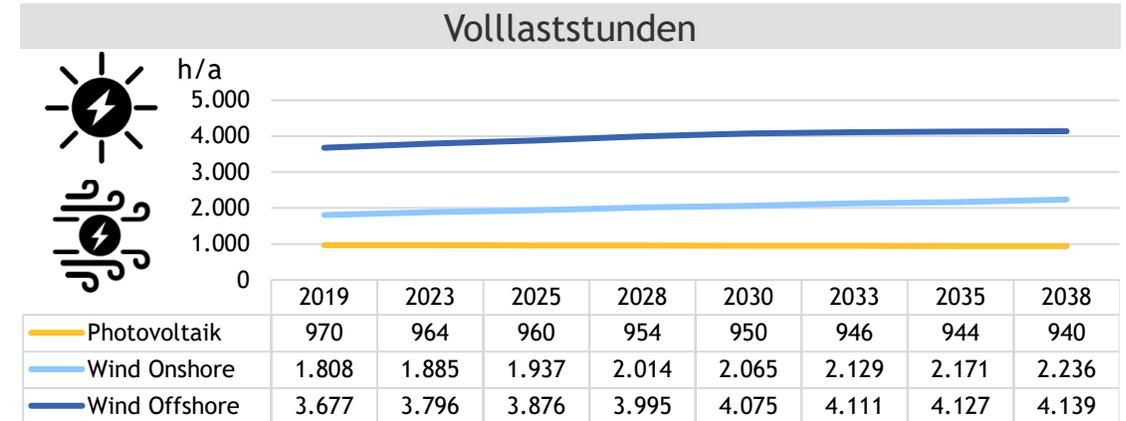
* Historische Daten basierend auf Sandbag (2021).



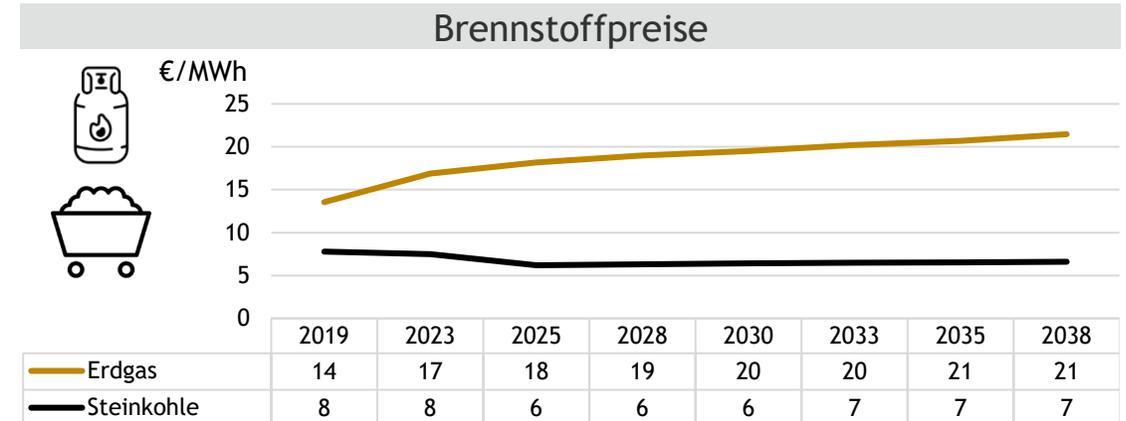
Quellen: Eigene Berechnung basierend auf EEG (2021) und WindSeeG (2020)



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf dena (2018) und BNetzA (2020)

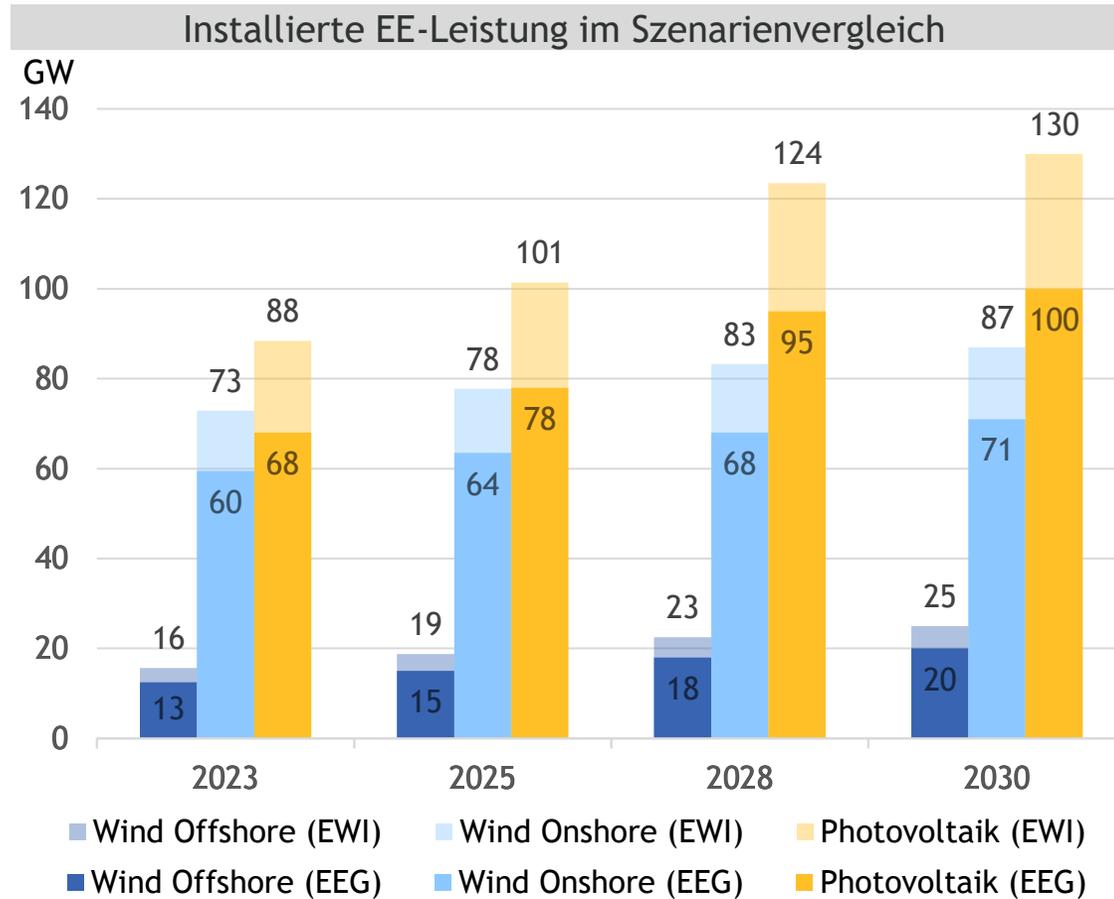


Quellen: Eigene Berechnung basierend auf NEP 2030 (2019) und Agora (2018)



Quellen: Historische Werte aus EEX (2020) und MarketWatch (2020), Future Preise für 2023 aus CME (2021a) und CME (2021b), Preise ab 2025 aus IEA (2020) - Delayed Recovery Szenario

Die vorliegende EWI-Analyse geht - im Vergleich zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021- von einer höheren Stromnachfrage im Jahr 2030 aus



- Das EEG 2021 geht von einer Bruttostromnachfrage von 580 TWh im Jahr 2030 (2019: 577 TWh*) aus. Basierend auf dem 65% Ziel der Bundesregierung (65% Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromnachfrage) resultiert ein plangemäßer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik auf 191 GW bis im Jahr 2030.
- Die vorliegende Analyse geht auf Basis der dena Leitstudie von einer Bruttostromnachfrage von 716 TWh** im Jahr 2030 aus. Zentrale Treiber für den Nachfrageanstieg sind die Marktdurchdringung der Elektromobilität und elektrischer Wärmepumpen sowie die Produktion von grünem Wasserstoff.
- Um im Falle der höheren Bruttostromnachfrage das 65%-Ziel zu erreichen, wird bis 2030 ein zusätzlicher Ausbau der Windenergie und Photovoltaik von 51 GW auf 242 GW angenommen.
- Ab 2030 wird ein durchschnittlicher jährlicher Nettozubau der Windenergie und Photovoltaik von etwa 9 GW angenommen.
- Der Zubau von Wasserkraft und Biomasseanlagen folgt dem Klimaschutzprogramm 2030.

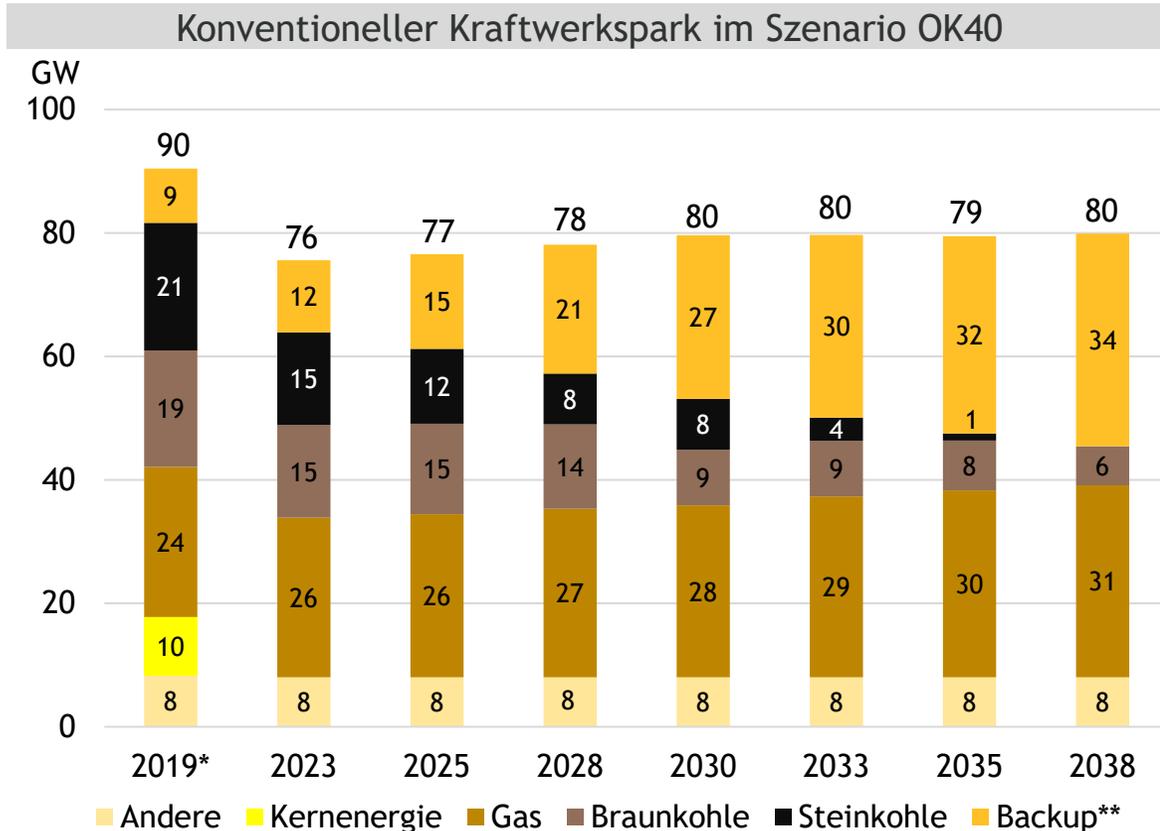
* Vgl. BMWi (2021)

** Die Summe aus der Nettostromnachfrage inkl. Leitungsverlusten (699 TWh), dem Kraftwerkseigenverbrauch und Pumpspeicherverlusten ergibt die Bruttostromnachfrage von 716 TWh.



Auswirkungen einer Verschärfung der europäischen Klimaziele auf den deutschen Strommarkt

Der Zubau von Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken und flexiblen Backup-Kapazitäten kompensiert zum Teil die Stilllegung von Kernenergie- und Kohlekraftwerken



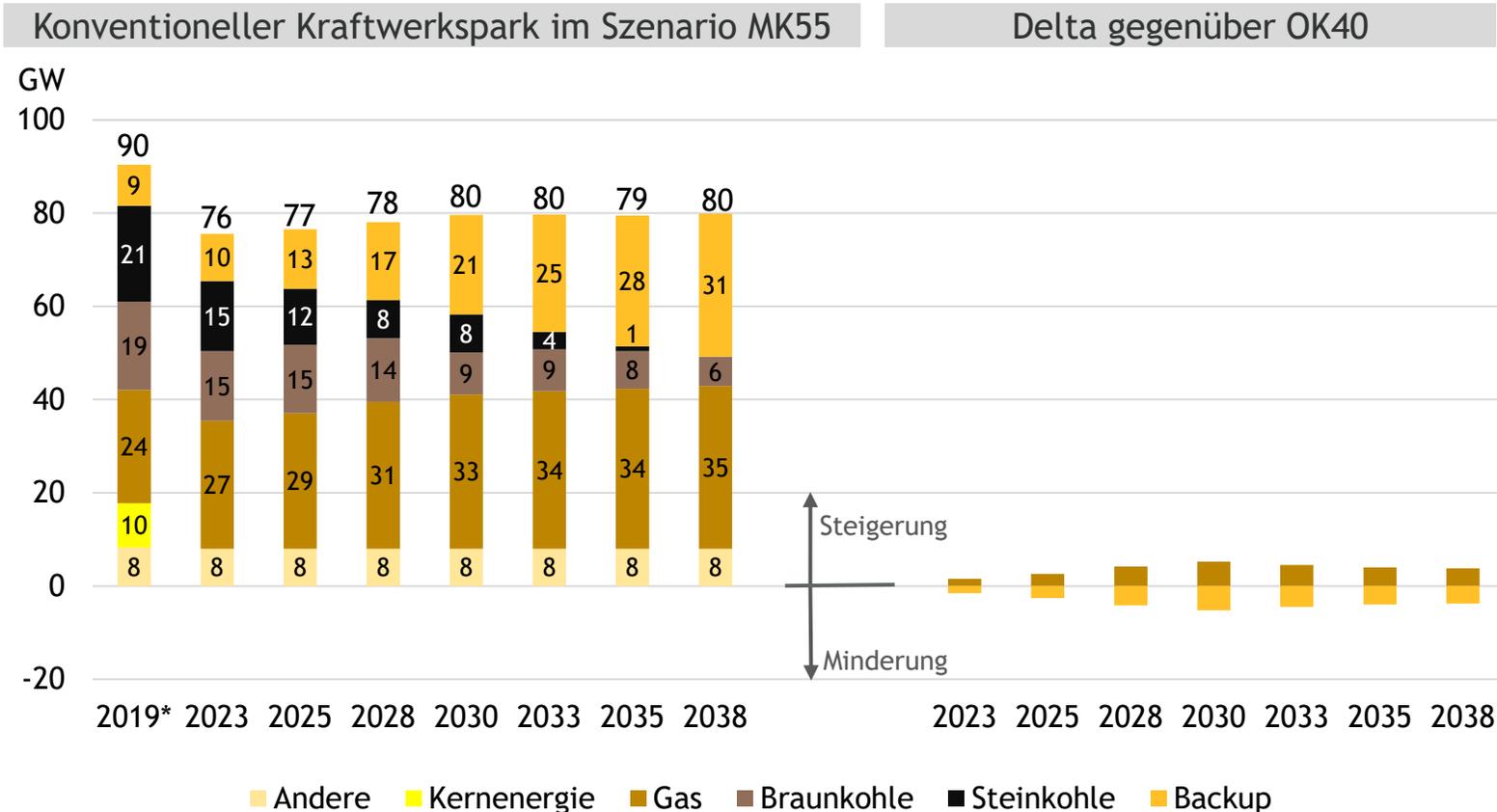
- Der Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung in Deutschland erfolgt gemäß dem Kohleausstiegsgesetz bis zum Jahr 2038. Der Kernenergieausstieg erfolgt plangemäß bis 2022.
- Die Stilllegung von Kraftwerken wird durch den Zubau von Backup-Kapazitäten** zur Sicherung der Spitzenlast ausgeglichen. Bis 2038 steigt der Bedarf an Backup-Kapazitäten auf 34 GW.
- Die Kapazität von Gaskraftwerken steigt entsprechend den Modellierungsergebnissen auf 31 GW im Jahr 2038. Es erfolgt ein Austausch von älteren Kraftwerken durch effiziente Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke). Dabei wird auch die mögliche Umrüstung von Kohlekraftwerken berücksichtigt.
- Durch den Zubau von Windenergieanlagen und Interkonnektoren liefern diese einen steigenden Beitrag zur gesicherten Leistung.

* Historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2019a) und BNetzA (2019b).

** Bei den Backup-Kapazitäten im Jahr 2019 handelt es sich um Kraftwerke der Netzreserve, der Kapazitätsreserve und der Sicherheitsbereitschaft sowie vorläufig stillgelegte Kraftwerke. Backup-Kapazitäten können zukünftig durch eine Vielzahl von Technologien bereitgestellt werden. Dazu zählen u.a. offene Gasturbinen (mittelfristig auch wasserstofftauglich, allerdings hier nicht explizit modelliert), abschaltbare und steuerbare Lasten, Batterie- und Pumpspeicher. Mittelfristig können hierfür außerdem stillgelegte Kohle- und Gaskraftwerke dienen.

Update 18.03.2021: In der ursprünglichen Fassung waren geringere Werte für den Bedarf an Backup-Kapazitäten angegeben.

Eine Verschärfung des EU-Klimaziels im Jahr 2030 von 40% auf 55% könnte zu einem stärkeren Zubau von effizienten GuD-Kraftwerken führen

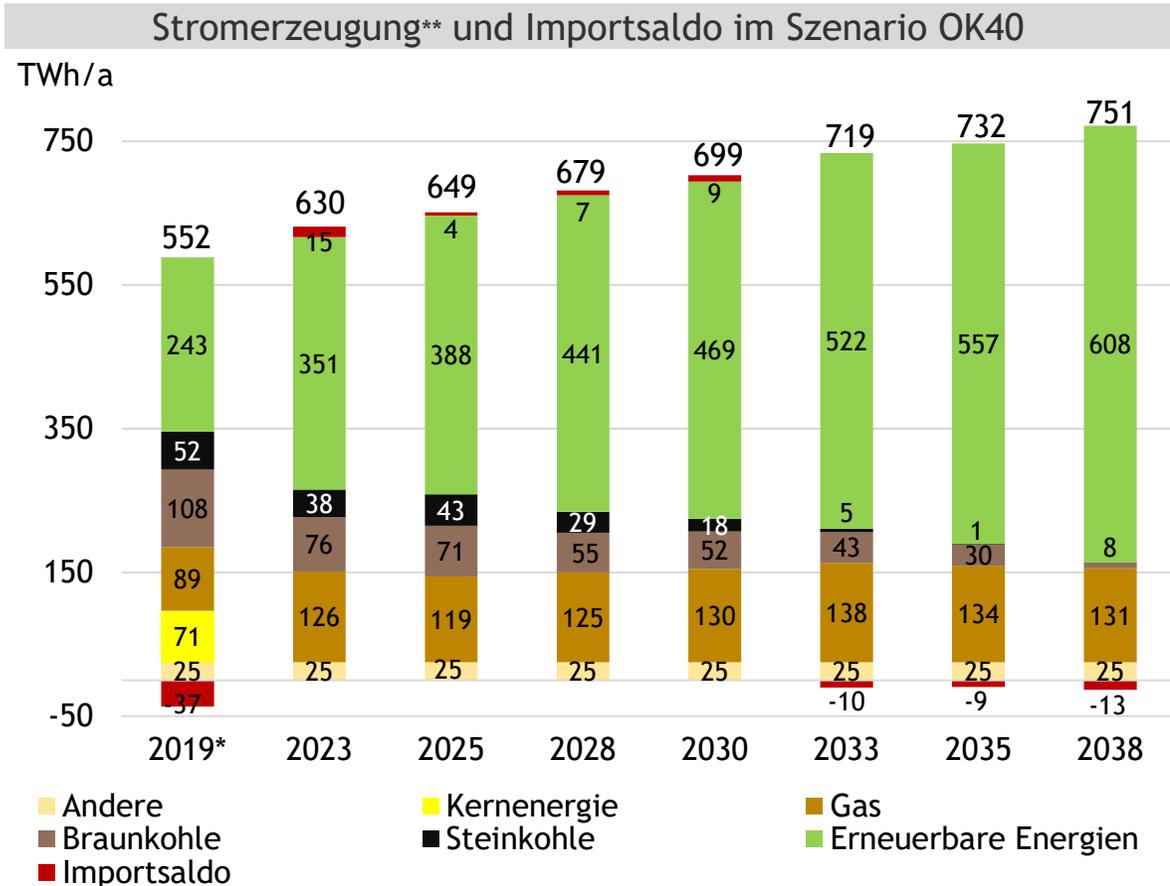


- Steigende Preise für Emissionszertifikate erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken ggü. den verbleibenden Kohlekraftwerken. In der Folge resultiert entsprechend den Modellergebnissen ein stärkerer Zubau von GuD-Kraftwerken auf 35 GW im Jahr 2038.
- Der Zubau von GuD-Kraftwerken substituiert zum Teil den Ausbau von Backup-Kapazitäten** im Szenario OK40.
- Die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke unterscheidet sich nur geringfügig zwischen den Szenarien.

* Historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2019a) und BNetzA (2019b).

** GuD-Kraftwerke erreichen im Vergleich zu Backup-Technologien wie offenen Gasturbinen aufgrund der Abwärmenutzung des Gasturbinenkraftwerkes in einem nachgelagerten Dampfprozess höhere Wirkungsgrade. Update 18.03.2021: In der ursprünglichen Fassung waren geringere Werte für den Bedarf an Backup-Kapazitäten angegeben.

Die steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kompensiert den Rückgang der Erzeugung durch Kohle- und Kernkraftwerke



- Die konventionelle Erzeugung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke sinkt bis zum Jahr 2038 entsprechend des Stilllegungspfades. Die Erzeugung in Kernenergiekraftwerken wird gemäß dem Ausstiegsjahr 2022 beendet.
- Der Rückgang wird primär durch eine zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kompensiert. Der EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage liegt bei ca. 65% im Jahr 2030 und bei ca. 80% im Jahr 2038.
- Gaskraftwerke werden aufgrund von steigenden Preisen für Emissionszertifikate zunehmend konkurrenzfähig gegenüber Kohlekraftwerken. In der Folge könnte ein Anstieg der Gasverstromung auf bis zu 138 TWh im Jahr 2033 resultieren.
- Bis zum Jahr 2030 steigen die Stromimporte deutlich an, sodass sich Deutschland vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur wandelt. Ab 2033 ändert sich dieses Verhältnis abermals – Deutschland wird wieder zum Nettoexporteur.

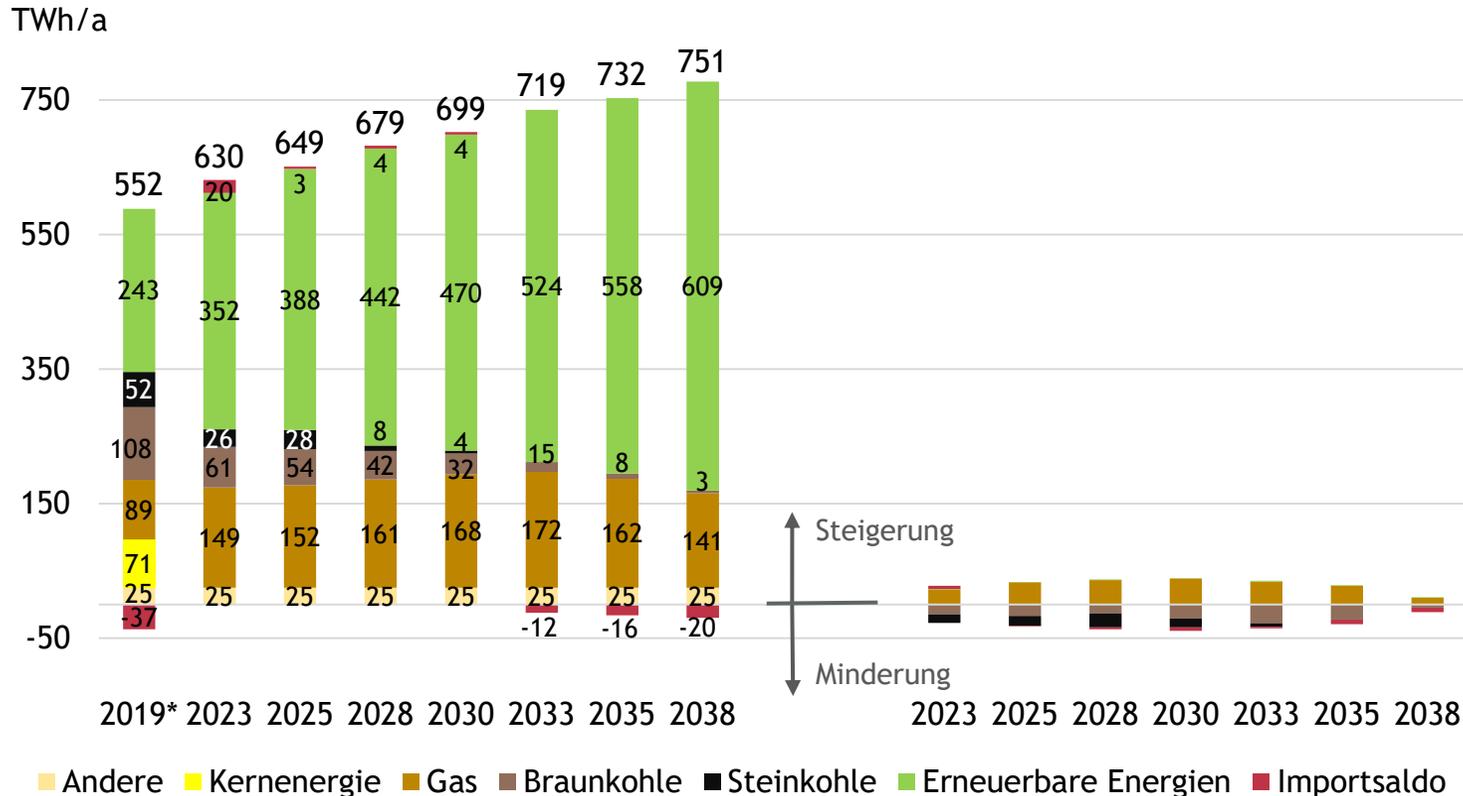
* Historische Daten basierend auf BNetzA (2020).

** Nettostromerzeugung inkl. Pumpspeicher- und Leitungsverlusten.

Eine Verschärfung des EU-Klimaziels im Jahr 2030 führt marktgetrieben zu einem stärkeren und schnelleren Rückgang der Kohleverstromung

Stromerzeugung** und Importsaldo im Szenario MK55

Delta gegenüber OK40

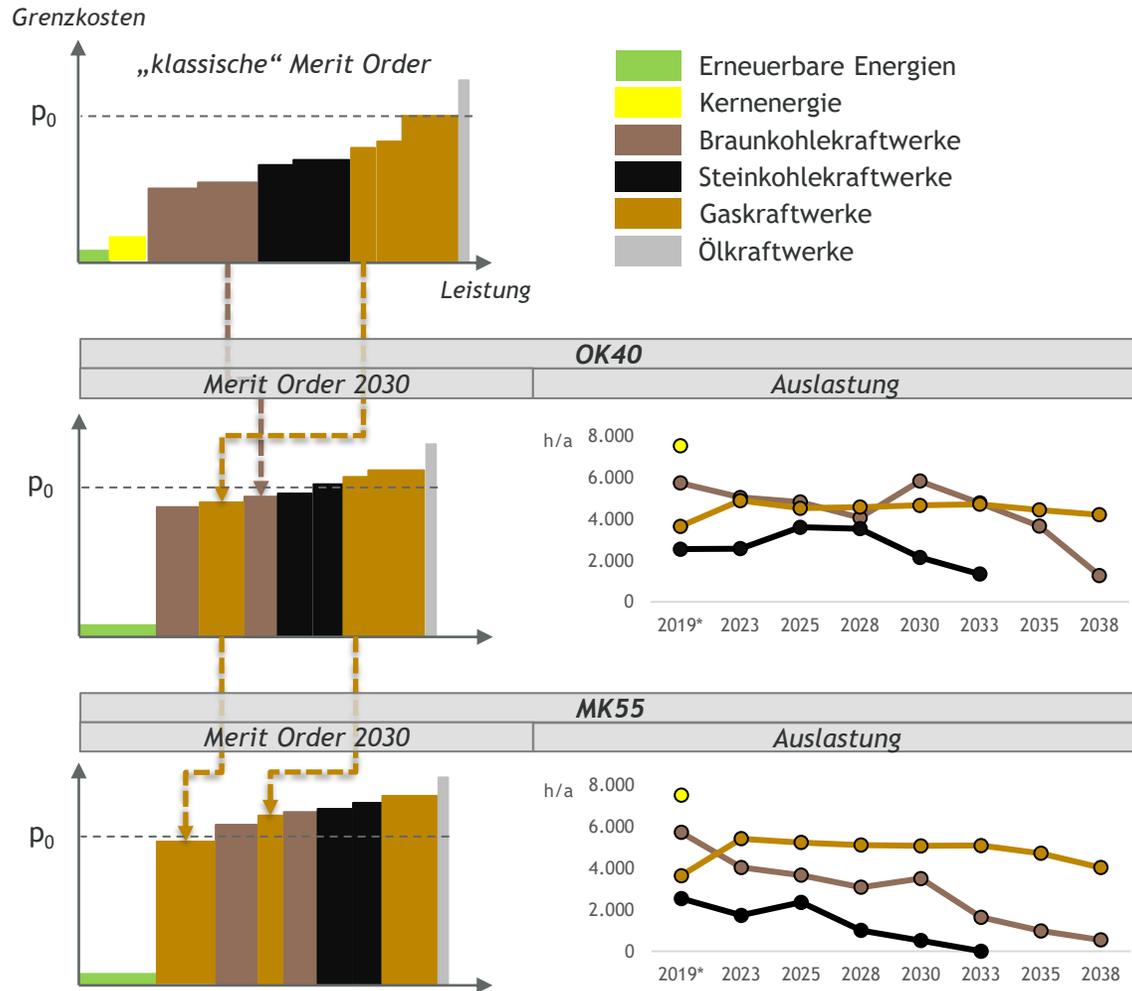


- Im Szenario MK55 verringern steigende Preise für Emissionszertifikate die Wettbewerbsfähigkeit der Kohlekraftwerke gegenüber Gaskraftwerken weiter. Die Verstromung von Gas nimmt deutlich zu und könnte bis auf 172 TWh im Jahr 2033 steigen. In den Folgejahren führt die Zunahme der EE-Erzeugung zu einem Rückgang der Gasverstromung auf 141 TWh bis 2038.
- Der marktgetriebene Ausstieg aus der Steinkohleverstromung erfolgt im Szenario MK55 bereits bis zum Jahr 2030.
- Speziell nach 2030 kommt es ebenfalls zu einem stärkeren und schnelleren Rückgang der Braunkohleverstromung.

* Historische Daten basierend auf BNetzA (2020).

** Nettostromerzeugung inkl. Pumpspeicher- und Leitungsverlusten.

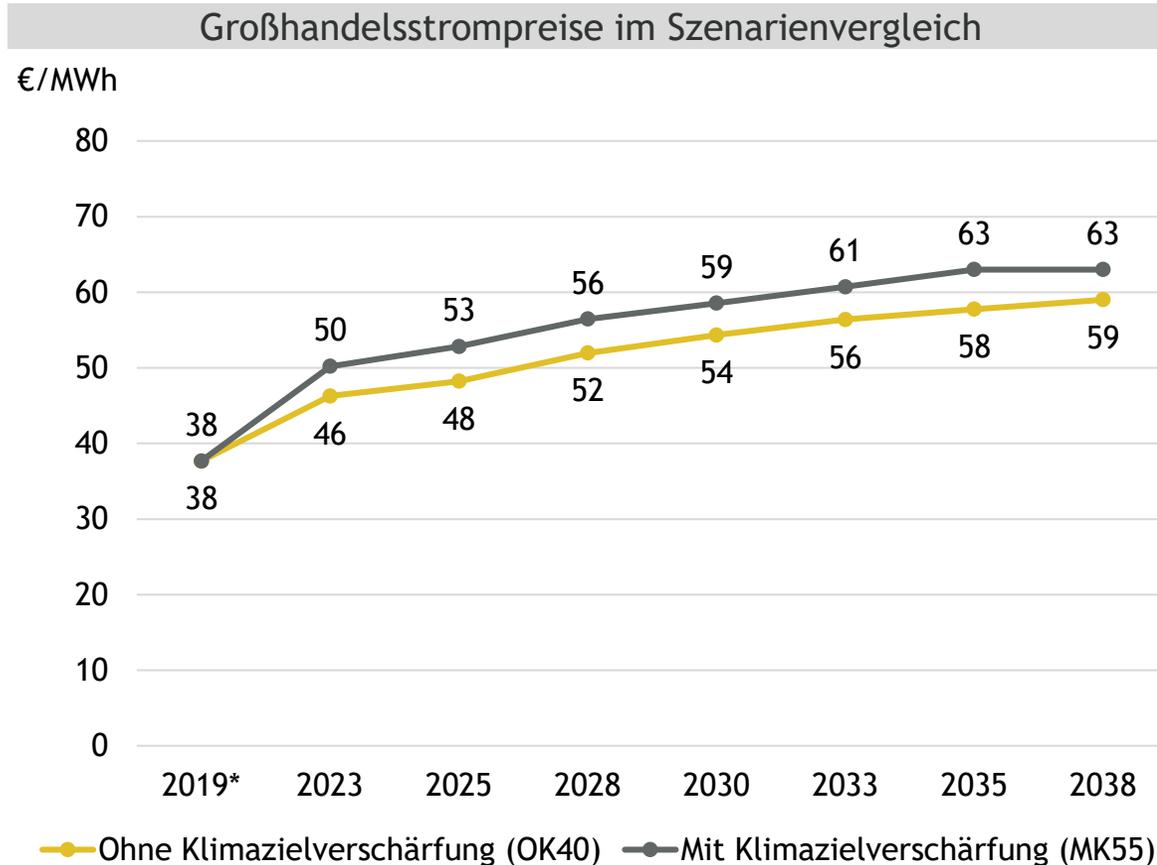
Steigende Preise für Emissionszertifikate führen zu einer steigenden Auslastung von Gaskraftwerken, während die Vollaststunden von Kohlekraftwerken zurückgehen



- Die „klassische“ Merit Order wird vor allem durch steigende Preise für Emissionszertifikate in beiden Szenarien zunehmend aufgebrochen. Im Szenario OK40 schieben sich Gaskraftwerke bis zum Jahr 2030 trotz steigender Erdgaspreise teilweise vor Braun- und Steinkohlekraftwerke. Im Szenario MK55 wird dieser Effekt noch verstärkt: GuD-Kraftwerke wandern an die Spitze der konventionellen Merit Order und auch weniger effiziente GuD-Kraftwerke positionieren sich vor Steinkohle- und einem Teil der Braunkohlekraftwerke.
- Die Auslastung von Gaskraftwerken steigt in beiden Szenarien bis 2023 deutlich an, während die der Kohlekraftwerke zurückgeht. Bei steigenden CO₂-Preisen sinken die durchschnittlichen Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken bis zum Jahr 2030 unter 4.000, während Steinkohlekraftwerke bis 2033 komplett aus dem Markt gedrängt werden. Die durchschnittliche Auslastung von Kohlekraftwerken steigt zwar zwischenzeitlich (u.a. aufgrund steigender Gaspreise, sinkender Steinkohlepreise und Stilllegungen ineffizienter Kraftwerksblöcke), nichtsdestotrotz zeigt sich ein deutlicher Abwärtstrend.

* Historische Daten basierend auf Fraunhofer ISE (2020a), BNetzA (2019a), BNetzA (2019b) und BNetzA (2020).

Eine Verschärfung des EU-Klimaziels im Jahr 2030 könnte die Großhandelspreise um bis zu 5 €/MWh auf 63 €/MWh im Jahr 2038 erhöhen

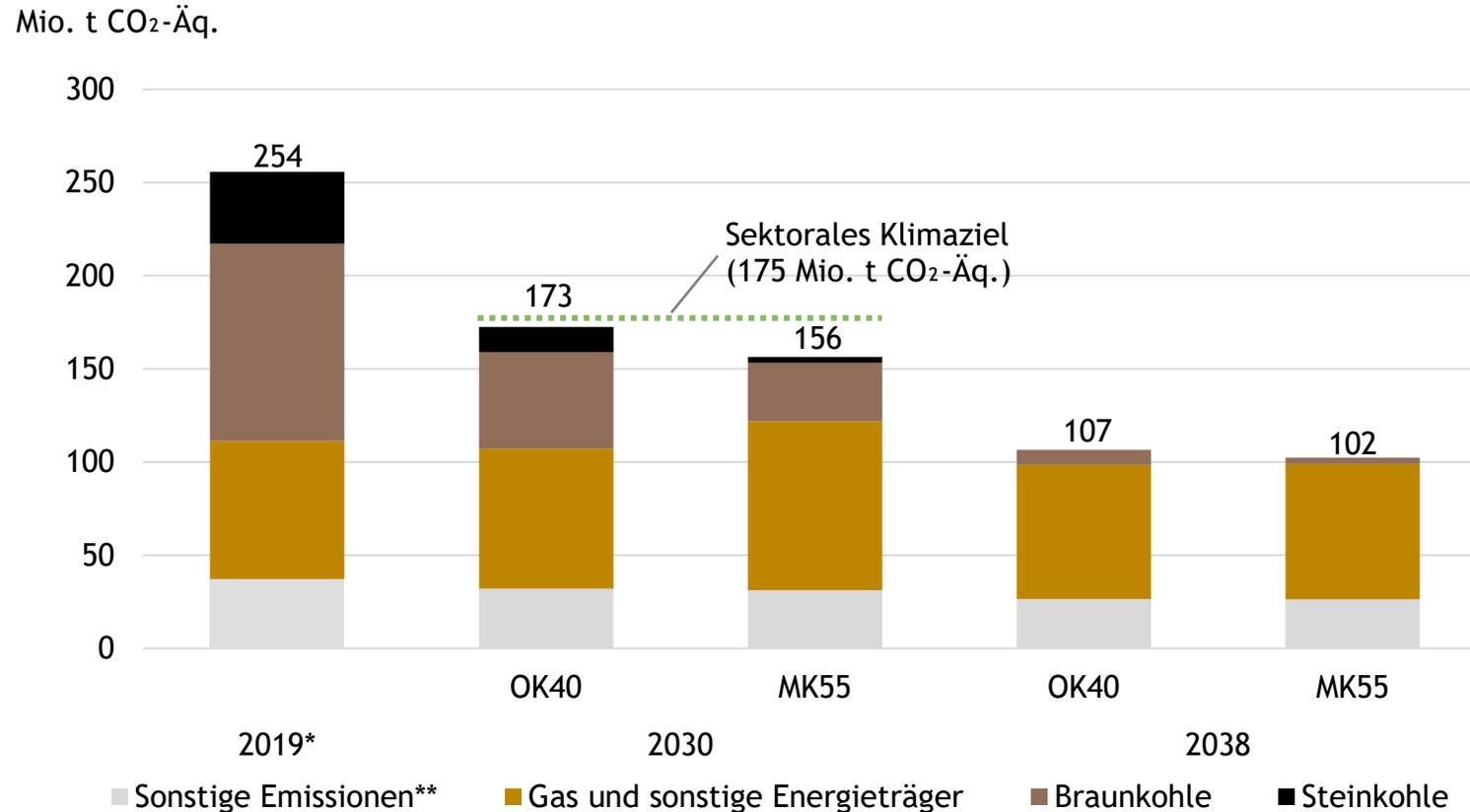


- Der durchschnittliche Großhandelsstrompreis könnte von 38 €/MWh im Jahr 2019 auf bis zu 63 €/MWh im Jahr 2038 ansteigen.
- Aufgrund von steigenden CO₂- und Gaspreisen kommt es szenarienübergreifend zu steigenden Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und damit zu erhöhten preissetzenden Geboten in der Merit Order.
- Der aus der Verschärfung des EU-Klimaziels resultierende Preisunterschied für CO₂-Zertifikate ist der zentrale Treiber für den Unterschied von bis zu 5 €/MWh zwischen den Szenarien.
- Der Anstieg der EE-Erzeugung kompensiert den Preisanstieg durch ansteigende CO₂-Zertifikate- und Gaspreise nur teilweise.

* Historische Daten basierend auf ENTSO-E (2020).

Das sektorale Klimaschutzziel des Energiesektors von 175 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030 würde im Falle einer Verschärfung des EU-Klimaziels deutlich unterschritten

Treibhausgasemissionen im deutschen Energiesektor im Szenarienvergleich



- Der Rückgang der Erzeugung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke führt in beiden Szenarien zu einem deutlichen Rückgang der Treibhausgasemissionen.
- Eine Verschärfung des EU-Klimaziels könnte zu einem Rückgang der Emissionen im deutschen Energiesektor von bis zu 10% oder 17 Mio. t CO₂-Äq führen.
- Der beschleunigte Rückgang der Kohleverstromung im MK55-Szenario wird teilweise durch einen Anstieg der Gasverstromung kompensiert.
- Im Jahr 2038 führt der Anstieg der Gasverstromung zusammen mit erhöhten Stromexporten im Szenario MK55 zu nur leicht geringeren Treibhausgasemissionen gegenüber dem Szenario OK40.

* Historische Daten auf Basis von UNFCC (2019), UBA (2019a), UBA (2019b), UBA (2020a), UBA (2020b).

** Sonstige Emissionen erfasst Emissionen aus Mineralölraffinerien, aus der Herstellung von Brennstoffen, aus Pipelinetransport sowie diffuse Emissionen aus festen Brennstoffen, Öl und Erdgas.



- Der europäische Rat hat sich im Dezember 2020 darauf verständigt, das Klimaziel der Europäischen Union zu verschärfen. Statt der bisher geplanten 40 Prozent soll nun ein Minus von 55 Prozent für das Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 erreicht werden.
- Eine Verschärfung des europäischen Klimaziels könnte die Preise im EU ETS mittelfristig um über 10 €/t CO₂-Äq erhöhen. Die Preise für Emissionszertifikate steigen bis 2038 in der Folge auf etwa 85 €/t CO₂-Äq.
- Die steigenden Preise für Emissionszertifikate erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gegenüber den verbleibenden Kohlekraftwerken. In der Folge kommt es marktgetrieben zu einem stärkeren und schnelleren Rückgang der Kohleverstromung.
 - Der marktgetriebene Ausstieg aus der Steinkohleverstromung könnte größtenteils bis zum Jahr 2030 erfolgen, die verbleibende Erzeugung sinkt auf 4 TWh (2019: 52 TWh).
 - Nach 2030 spielt auch die Braunkohleverstromung nur noch eine untergeordnete Rolle. Bis zum Jahr 2030 könnte die Erzeugung auf 32 TWh und bis zum Jahr 2035 auf 8 TWh absinken (2019: 108 TWh).
 - Die Gasverstromung könnte auf bis zu 172 TWh im Jahr 2033 ansteigen (2019: 89 TWh). Ein zentraler Treiber der Entwicklung ist der modellendogene Zubau von effizienten Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken.
 - Der Rückgang der Kohleverstromung wird neben Gaskraftwerken durch einen (in der Analyse angenommen) ambitionierten Ausbau der Windenergie und Photovoltaik auf 242 GW (2019: 104 GW) im Jahr 2030 kompensiert.
- Eine Verschärfung des EU-Klimaziels könnte die Großhandelspreise um bis zu 5 €/MWh auf 63 €/MWh im Jahr 2038 erhöhen.
- Das sektorale Klimaziel des Energiesektors von 175 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030 würde mit 156 Mio. t CO₂-Äq unterschritten.

- Agora Energiewende (Agora, 2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030.
- Bocklet J. und Hintermayer M. (Bocklet & Hintermayer 2021): How does the EU ETS reform impact allowance prices? - The role of myopia, hedging requirements and the Hotelling rule.
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019a): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand: 11.11.2019.
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019b): Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand: 11.11.2019.
- Bundesnetzagentur / SMARD.de (BNetzA, 2020): Strommarktdaten.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2021): Strommarkt der Zukunft - Unser Strommarkt für die Energiewende.
- CME Group (CME, 2021a): Trading - Coal CIF ARA Futures (abgerufen am 14. Januar 2021).
- CME Group (CME, 2021b): Trading - Dutch TTF Natural Gas Futures (abgerufen am 12. Januar 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.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2021): Gesetzesentwurf zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021.
- Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE, 2020b): Energy Charts - Monatliche Stromerzeugung in Deutschland , Mai 2020.
- Independent Commodity Intelligence Services (ICIS, 2019): What a 55% 2030 emission reduction target means for the EU ETS, Juli 2019.
- International Energy Agency (IEA 2020): World Energy Outlook 2020, Oktober 2020.
- MarketWatch (MarketWatch, 2020): Coal (API2) CIF ARA (ARGUS-McCloskey).
- NEP 2030 (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- Sandbag (2021): Carbon Price Viewer - EUA Price.
- 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 Kohlendioxid-Emissionen der fossilen Stromerzeugung nach eingesetzten Energieträgern in Millionen Tonnen, Januar 2020.
- Umweltbundesamt (UBA, 2020b): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Dessau-Roßlau, März 2020.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC, 2019): Common Reporting Format for the provision of inventory information by Annex I Parties to the UNFCCC.
- Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG, 2020): Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See - (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG).

Auswirkungen einer Verschärfung der europäischen Klimaziele auf den EU-Emissionshandel und 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