

KRAFTWERKSSTECKBRIEF DATTELN 4 – SZENARIOANALYSE

Factsheet von Energy Brainpool (im Auftrag von Greenpeace Energy eG)



Bildquelle: Uniper.energy

Brennstoff	Steinkohle
Betreibergesellschaft	Uniper
Standort	Datteln, NRW
Elektr. Nettoleistung	1.052 MW
Baujahr	2020
Geplanter Ausstieg	2038
Elektr. Wirkungsgrad	45%
CO₂-Emissionsfaktor	0,34 kg _{CO2} /kWh _{th}

CO₂-Emissionen

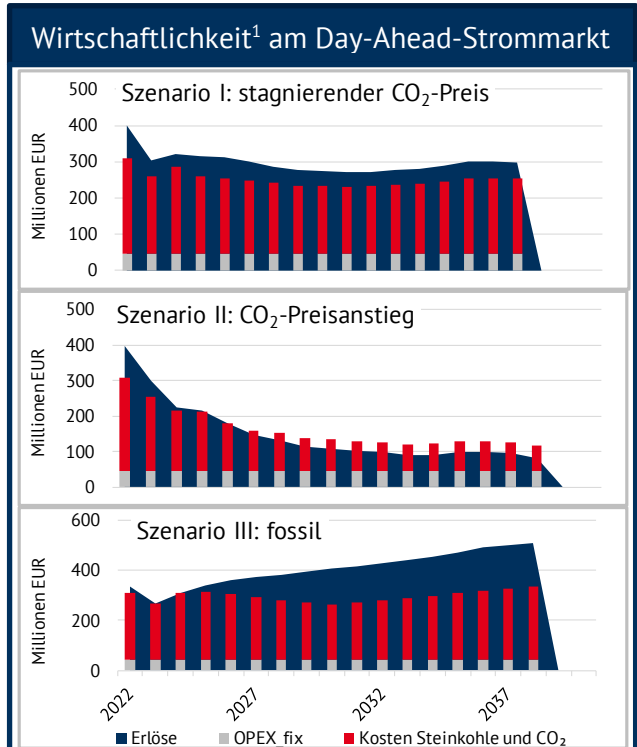
in Mt CO ₂	2022-2030	2022-2038
Szenario I	34,7	62,7
Szenario II*	18,0	23,8
Szenario III	38,4	75,5

*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2026) bis 2038 weiter.

Zusammenfassung

Gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung wird Datteln 4 bis 2038 noch rund 63 Megatonnen (Mt) CO₂ ausstoßen, das entspricht rund 1,4 % des deutschen CO₂-Budgets.¹ Dies gilt für den aktuellen Kohleausstiegsfahrplan und den bisher geplanten Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz bei einem stagnierenden CO₂-Preisniveau, das im Jahr 2038 40,31 EUR/t CO₂ erreicht (Szenario I). Steigt der CO₂-Preis, bspw. aufgrund weiterer Reformen im Rahmen des Green Deal der EU, bei gleichzeitig unverändertem Kraftwerkspark bis 2038 stetig auf 105,34 EUR/t CO₂ (Szenario II), so sinkt mit der Auslastung auch die Wirtschaftlichkeit und Datteln 4 wird ab 2026 am Day-Ahead-Strommarkt unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage der Wärmeauskopplung oder anderer Erlöse über 2026 hinaus fortgesetzt, stößt das Kraftwerk 24 Mt CO₂ aus. Die bereits getätigten Investitionskosten sind *sunk cost* und beeinflussen die künftige Wirtschaftlichkeit nicht, sie sind für die rein zukunftsbezogene Entscheidung bezüglich des Weiterbetriebs nicht relevant, obwohl sie die Gesamtwirtschaftlichkeit stark reduzieren. Sollten der Ausbau Erneuerbarer Energien und die Reduzierung der Nutzung fossiler Energiequellen in Europa hinter den energiepolitischen Plänen zurückbleiben (verzögerter Kohleausstieg, Szenario III), erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 76 Mt CO₂. In diesem Fall sind die Strommarkterlöse und die Kraftwerksauslastung besonders hoch und steigen langfristig an.

¹ Aktuell werden Teile der Produktion von Datteln 4 über langfristige Lieferverträge abseits des Strommarkts vermarktet. Jedoch bildet die Erwartung über die zukünftige Preisentwicklung am Strommarkt üblicherweise auch für derartige Verträge die Preisgrundlage.
² Dieses wird mit 4.400 Mt CO₂e angenommen. Weitere Erläuterungen hierzu im Anhang unter „Herleitung deutsches CO₂-Budget“.



Mittlere Kraftwerksauslastung

	2022-2030	2022-2038
Szenario I	55%	53%
Szenario II*	29%	20%
Szenario III	61%	64%

QUELLEN

BMU, 2021: Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. [online]

<https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent/> [zuletzt abgerufen am 09.08.2021].

IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis.

Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.

UBA, 2016: CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe [online]

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf [zuletzt abgerufen am 27.08.2021].

The World Bank, 2021: World Development Indicators, total population 2019. [online]

<https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators> [zuletzt abgerufen am 10.08.2021].

ECF, 2010: Roadmap 2050. [online]

https://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

EIA, 2013: Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. [online]

https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

Lazard, 2018: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0. [online]

<https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf> [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

EIA, 2021: Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021. [online] https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

NREL, 2020: 2019 Annual Technology Baseline (ATB) Cost and Performance Data for Electricity

Generation Technologies. [online] <https://data.nrel.gov/system/files/145/2020-ATB-data.xlsx> [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

MDPI, 2020: Economic Evaluation of Carbon Capture and Utilization Applying the Technology of Mineral Carbonation at Coal-Fired Power Plant. [online]

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiGjP7d2q3yAhWB_rslHbPRDaEOFnOECAGAO&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F2071-1050%2F12%2F15%2F6175%2Fpdf&usq=AOvVaw11KdOLrU1bTmWHHEl6fScB [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

ANHANG

Die drei Strommarktszenarien wurden mit dem Fundamentalmodell Power2Sim modelliert. Die Berechnung erfolgt auf stündlicher Basis und berücksichtigt alle Länder Europas.

Grundlage für die Szenarien bilden öffentliche Studien und Datenbanken, wie beispielsweise „EU Energy, Transport and Emission GHG Trends to 2050“ sowie Eurostat und ENTSO-E. Aktuelle politische Entwicklungen und Rahmenbedingungen fließen ebenso in die Modellierung ein.

Die Simulation des länderübergreifenden Energieaustausches berücksichtigt die Transformation des europäischen Energiemarktes und den Einfluss des Im- und Exports von Strom in jedem modellierten Land.

Die Betrachtung des stündlichen Erzeugungsverhaltens fluktuierender, erneuerbarer Energien ermöglicht die realitätsnahe Modellierung der Erzeugung und des Einflusses auf die Strompreise. Zusätzlich wird das Temperaturprofil desselben Jahres für die konsistente Simulation des Wetters verwendet.

Allen Szenarien liegt dafür das Jahr 2009 zugrunde, welches für Zentraleuropa eine dem langjährigen Mittel vergleichbare Auslastung der Windkraftanlagen ergibt.

Die Betriebskosten des Kraftwerksbetriebs setzen sich aus fixen und variablen Bestandteilen zusammen. Die Annahme zu fixen Betriebskosten (operational expenditure, „OPEX_fix“) für Steinkohlekraftwerke basiert auf dem Mittelwert der sechs Veröffentlichungen European Climate Foundation (2010), EIA (2013), Lazard (2018), EIA (2021), NREL (2019), MDPI (2020) und sie betragen 43 EUR/kW. Grundlage der Berechnungen der variablen Betriebskosten („Kosten für Steinkohle und CO₂“) bilden szenariospezifische Annahmen zur zukünftigen Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung, die nachfolgend in Abbildung 1 und 2 dargestellt und in den Szenariobeschreibungen erläutert sind.

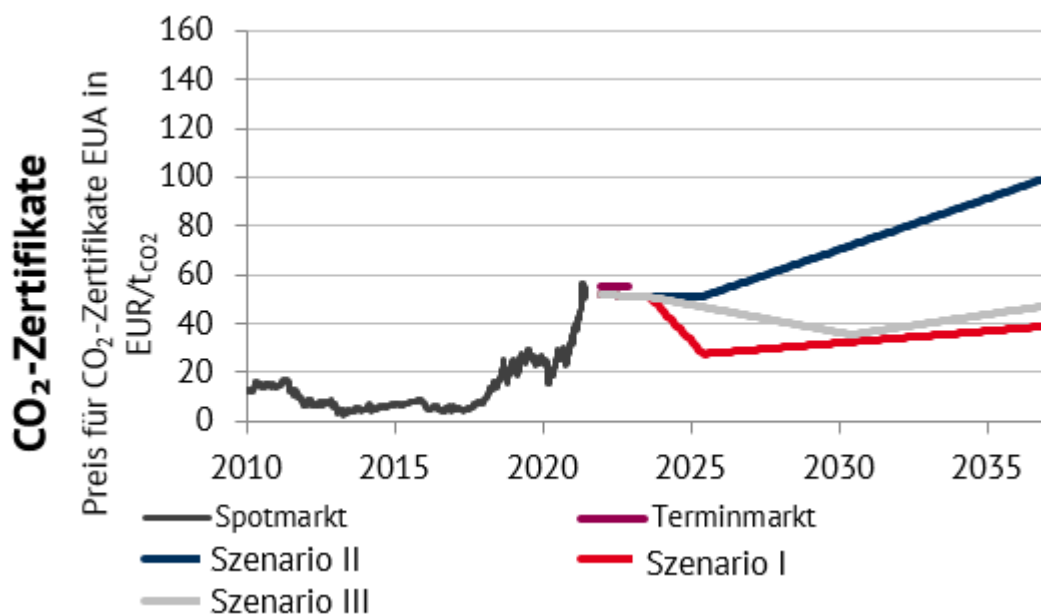


Abbildung 1: Entwicklung der CO₂-Preise in Europa je Szenario

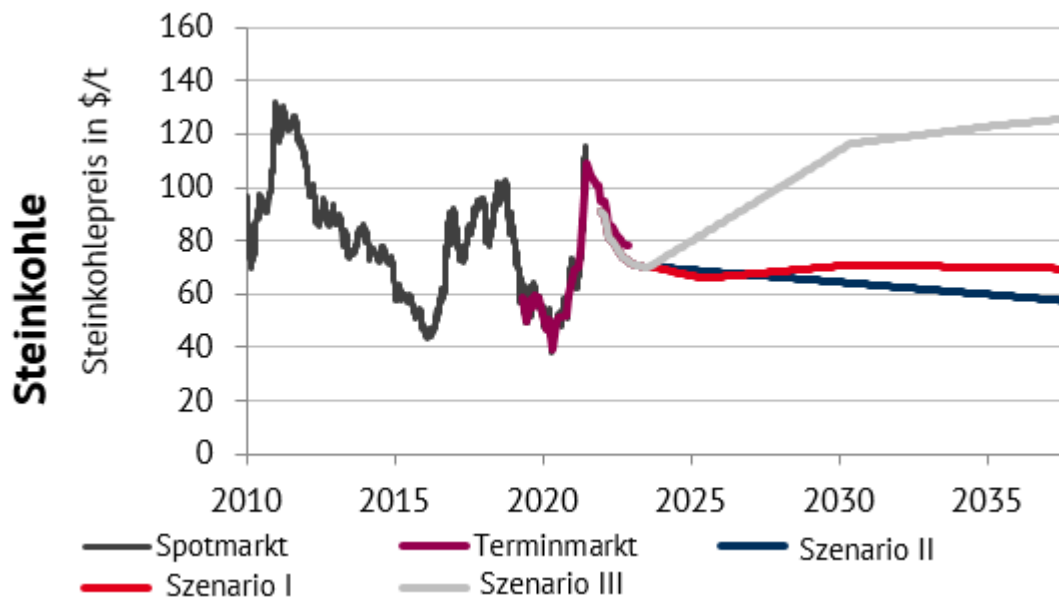


Abbildung 2: Angenommene Steinkohlepreisentwicklung in Europa je Szenario

HERLEITUNG DEUTSCHES CO₂-BUDGET

Der jüngste Bericht des Weltklimarats IPCC benennt ein weltweites CO₂-Budget von 400 Gigatonnen ab 2020, um mit einer Wahrscheinlichkeit von 67 Prozent eine globale Erwärmung von 1,5 Grad Celsius zu verhindern³. Deutschland hat einen Anteil von 1,1 Prozent an der Weltbevölkerung⁴. Der deutsche Anteil des CO₂-Budgets beträgt gemessen an der Bevölkerung 4.400 Megatonnen CO₂.

BESCHREIBUNG SZENARIEN I UND II

Die Grundlage für die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise in Szenario I ist das „Stated Policies Scenario“ und in Szenario II das „Sustainable Development“ Szenario des „World Energy Outlook 2020“.

In Szenario I ergibt sich aufgrund gleichbleibend ambitionierter Klimapolitik ein nach den jüngsten CO₂-Preisspitzen zunächst wieder fallender, dann leicht steigender CO₂-Preis. Der vorübergehende Rückgang der CO₂-Preise auf das Prä-Corona-Niveau bis zum Jahr 2025 folgt der Annahme, die aktuellen, historisch hohen Rohstoff- und CO₂-Preise dieses Jahres seien ein vorübergehender Effekt, der auf die situativ starke Nachfrage nach fossilen Energieträgern zurückzuführen ist. Der im Anschluss nach 2025 nur leicht steigende CO₂-Preis führt zu einem verhältnismäßig hohen Verbrauch fossiler Brennstoffe. Damit steigen deren Preise leicht an. In Szenario II bringt eine strengere Klimaschutzpolitik höhere CO₂-Preise mit sich. Infolgedessen ergeben sich leicht fallende Preise für Kohle und stagnierende Preise für Erdgas.

Die langfristige Entwicklung der Stromnachfrage bis 2050 beruht auf den Annahmen der „EU Energy

³ Vgl SPM.2 in IPCC 2021

⁴ Vgl The World Bank 2021: 83,1 Mio. Einwohner Deutschlands bei einer Weltbevölkerung von 7,67 Mrd bezogen auf das Jahr 2019.

[...] Trends to 2050“ der Europäischen Kommission. Der zusätzliche und zeitlich flexible Verbrauch durch die Sektorenkopplung folgt den Zielen des nationalen Klimaschutzprogramms. Bis 2030 stützt sich diese Nachfrage auf die konkreten sektorenspezifischen Ziele. Bis 2038 ergibt sich diese aus dem sektorenübergreifenden Defossilisierungspfad für 2050. Die beiden Szenarien berücksichtigen den Kohleausstieg bis 2038 bei lastspitzengerechter Substitution der steuerbaren Erzeugungslleistung durch Gaskraftwerke.

Der Ausbau erneuerbarer Energien folgt den nationalen Plänen und Klimaschutzzielen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021. Die beschlossenen Kohleausstiege in aktuell 10 EU-Staaten sind im vorliegenden Szenario berücksichtigt. Ersetzt werden diese Kraftwerke durch einen verstärkten Ausbau von Gaskraftwerken sowie erneuerbaren Energien.

Bedingt durch das derzeit hohe Niveau der Rohstoffpreise an den Terminmärkten fallen die Strompreise zunächst bis 2030. Anschließend steigen die Strompreise an. Grund hierfür sind insbesondere die steigenden CO₂-Preise.

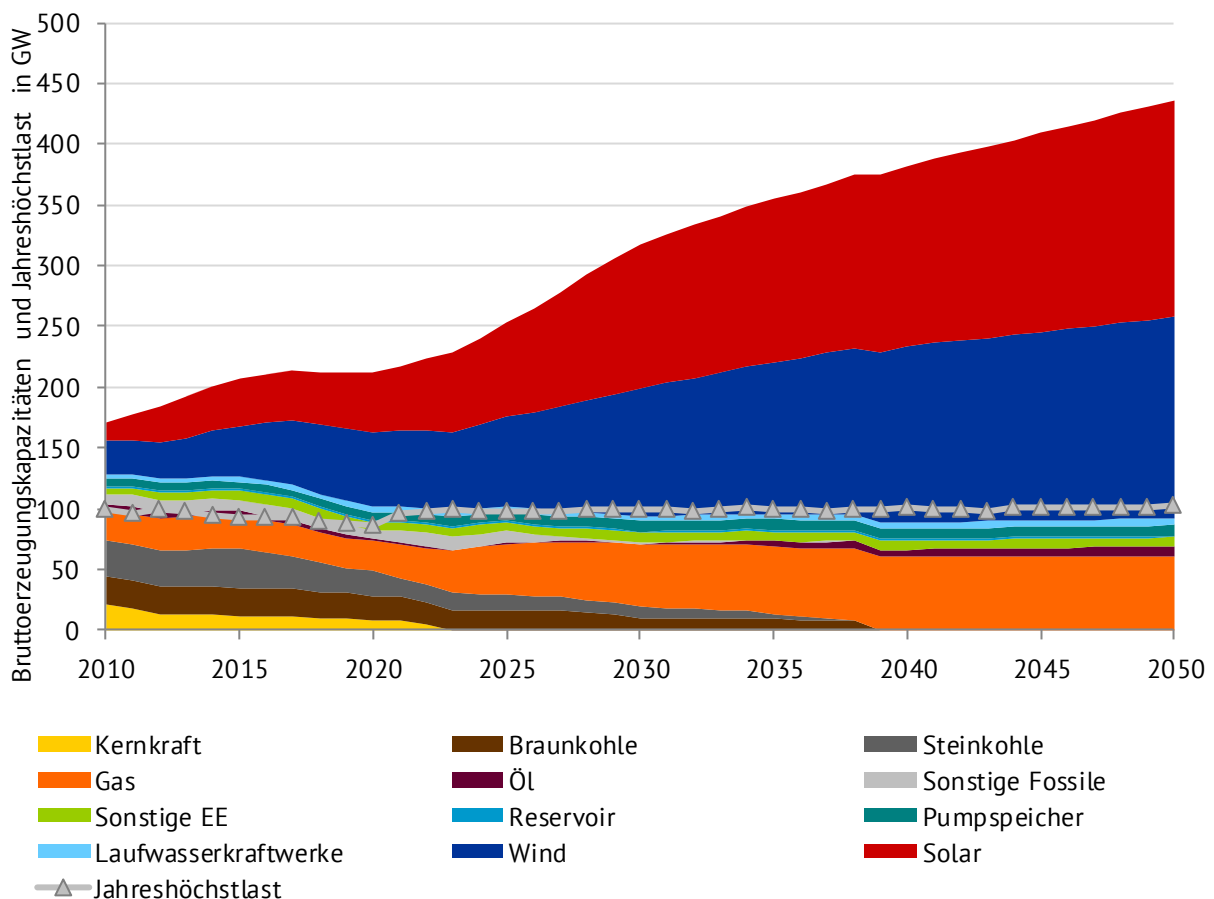


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugungslleistung in Deutschland in Szenario I und II

BESCHREIBUNG SZENARIO III

Szenario III geht von hohen Rohstoffpreisen sowie CO₂-Zertifikatspreisen aus, die auf den „EU Energy Trends to 2050“ basieren. Das hohe Niveau der Ölpreise führt zu hohen Preisen für fossile Brennstoffe. Aufgrund der Klimaziele im Jahr 2050 steigen auch die CO₂-Zertifikatspreise. Dies führt insgesamt zu einem hohen Strompreisniveau. In diesem Szenario müsste durch Carbon Capture

Storage langfristig sehr viel CO₂ gebunden werden, um europäische Klimaziele erreichen zu können. Dieses Szenario folgt auch in den Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks den „EU Energy Trends to 2050“. Diese gehen von einem eher mäßigen Ausbau an erneuerbaren Energien aus und von einem hohen Anteil fossiler Erzeugung: Mit einem Nettozubau von 5,2 Gigawatt Windenergieanlagen bis 2030 und von 10,5 Gigawatt Photovoltaikanlagen bleibt das Szenario in Deutschland hinter den Zubauplänen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zurück und repräsentiert damit ein mögliches Ergebnis gescheiterter Energiepolitik. Die Zubauzahlen für Windenergieanlagen an Land der Jahre 2019 und 2020 zeigen, dass solch ein Szenario zustande kommen kann. Durch die Kombination aus hohen Brennstoff-, CO₂-Preisen und einem hohen Anteil fossiler Erzeugung steigen die Strompreise zukünftig stark an.

Obwohl in Szenario III die Kohlekraftwerke erst nach technischer Lebensdauer vom Netz gehen und somit 2038 nicht wie geplant abgeschaltet werden, beziehen sich die berechneten Emissionsmengen Zwecks Vergleichbarkeit der Zahlen auf den Zeitraum 2022 bis 2038.

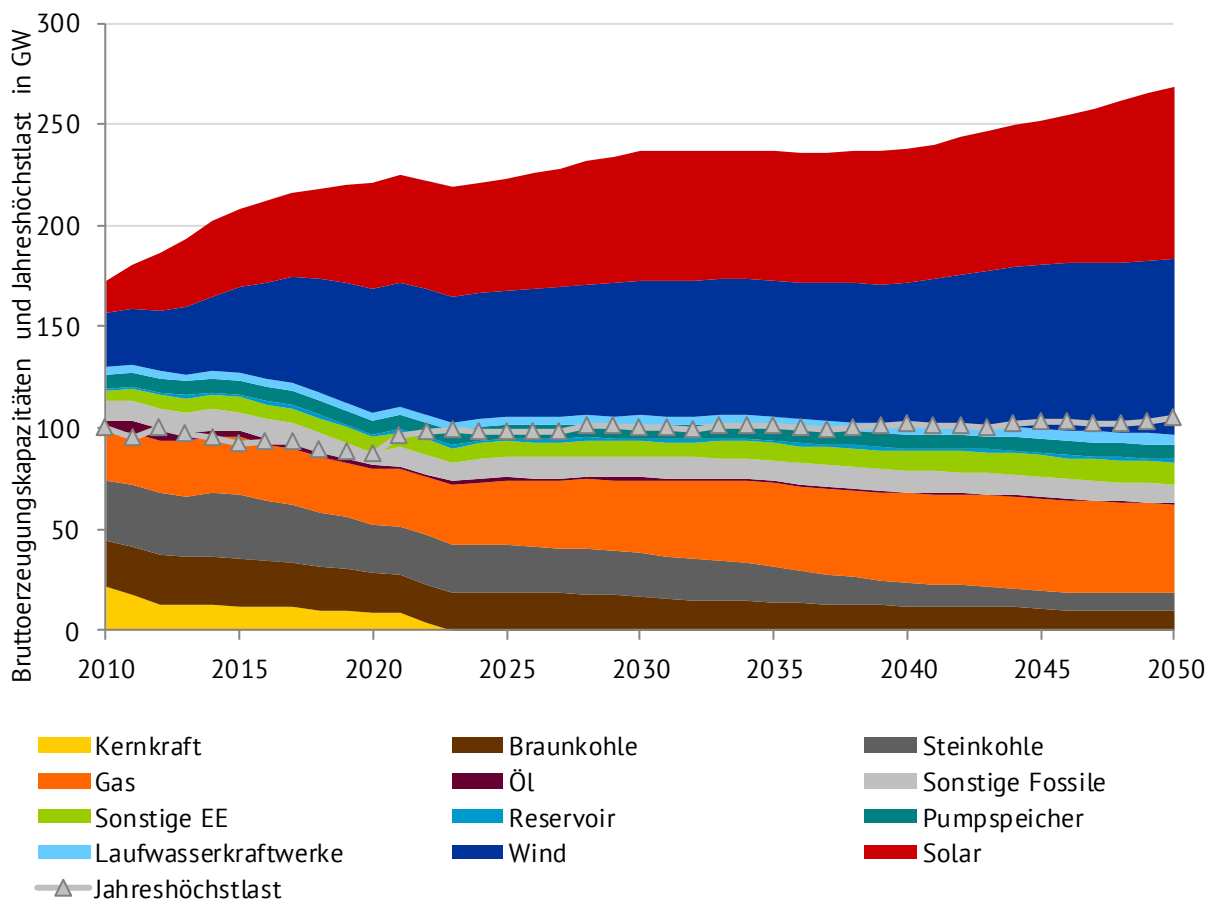


Abbildung 4: Entwicklung der deutschen Erzeugungskapazität in Szenario III

KURZPORTRÄT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Michael Claußner, Julia Zygmunt

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

August 2021

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.