

KRAFTWERKSSTECKBRIEF: SCHWARZE PUMPE

Factsheet von Energy Brainpool und Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)
(im Auftrag von Green Planet Energy eG)



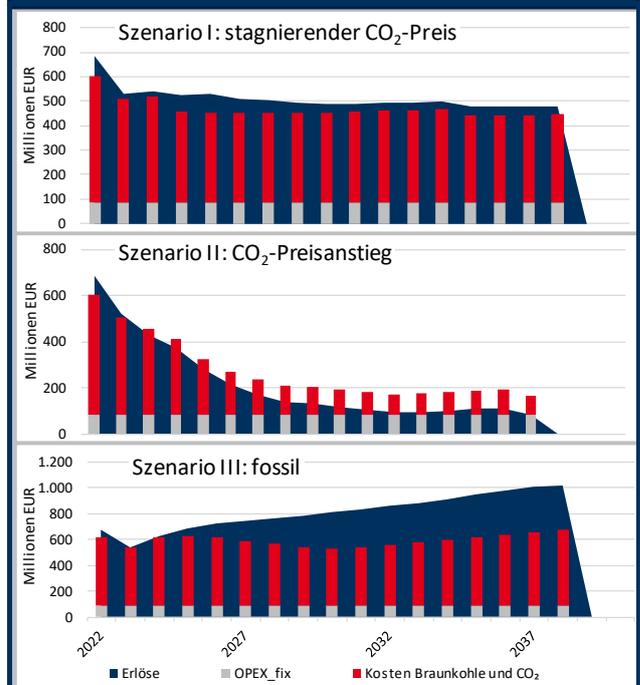
Bildquelle: LEAG

Brennstoff	Braunkohle
Betreibergesellschaft	LEAG
Standort	Lausitz, BRB
Elektrische Leistung	1650 MW
Baujahr	1997/98
Geplanter Ausstieg	2038
Elektr. Wirkungsgrad	42,4%
CO₂-Emissionsfaktor	0,41 kgCO ₂ /kWh _{th}

CO₂-Emissionen

in Mt CO ₂	2022-2030	2022-2038
Szenario I	79,3	142,6
Szenario II*	38,1	45,9
Szenario III	82,9	161,1

Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt



Emissionsbedingte Klimafolgekosten

in Mrd. EUR	Ausstieg '30	Ausstieg '38
Szenario I	16,4	30,5
Szenario II*	7,8	9,5
Szenario III	17,2	34,6

*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2024) bis 2038 weiter.

Zusammenfassung

Das Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe ist eines der größten deutschen Braunkohlekraftwerke und soll laut aktuellem Kohleausstiegsfahrplan bis zum Jahr 2038 am Netz bleiben. Gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung wird es bis dahin noch rund 143 Megatonnen (Mt) CO₂ ausstoßen. Dies gilt, insofern die aktuellen Pläne bzgl. Kohleausstieg sowie Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) umgesetzt werden und das CO₂-Preisniveau stagniert (40,31 EUR/t CO₂ in 2038; 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 wird das Kraftwerk bereits ab 2024 am Day-Ahead-Strommarkt unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage anderer Erlöse über 2024 hinaus fortgesetzt, stößt das Kraftwerk 46 Mt CO₂ aus. Gehen der Ausbau Erneuerbarer Energien und Kohleausstiege in Europa langsamer vonstatten (Szenario III), erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 161 Mt CO₂. In diesem Fall sind die Strommarkterlöse besonders hoch und steigen langfristig an.

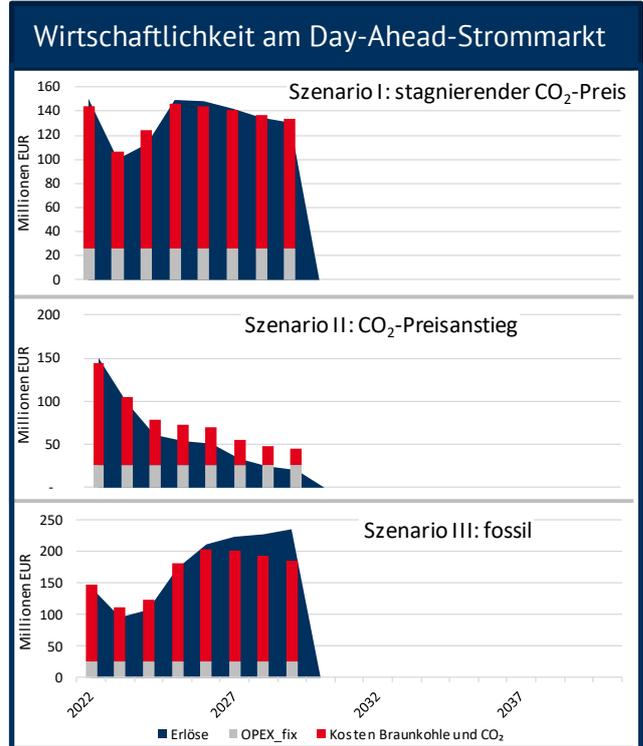
Insgesamt ist Schwarze Pumpe aufgrund seiner Größe und seines vergleichsweise späten Ausstiegs das Kraftwerk mit den zweithöchsten, zu erwartenden CO₂-Restemissionen (nach Jämschwalde). Die Klimafolgekosten belaufen sich auf rund 7,8 bis 17,2 Mrd. Euro bei einem Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 bzw. rund 9,5 bis 34,6 Mrd. Euro bei einem Kohleausstieg bis 2038.

KRAFTWERKSSTECKBRIEF: BOXBERG BLOCK P



Bildquelle: LEAG

Brennstoff	Braunkohle
Betreibergesellschaft	LEAG
Standort	Sachsen
Elektrische Leistung	500 MW
Baujahr	1980
Geplanter Ausstieg	2029
Elektr. Wirkungsgrad	36%
CO₂-Emissionsfaktor	0,41 kg _{CO2} /kWh _{th}



CO ₂ -Emissionen	
in Mt CO ₂	2022-2029
Szenario I	19,7
Szenario II*	6,5
Szenario III	21,1

Emissionsbedingte Klimafolgekosten	
in Mrd. EUR	Ausstieg '29
Szenario I	4,1
Szenario II*	1,3
Szenario III	4,4

*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2023) bis 2029 weiter.

Zusammenfassung

Boxberg P zählt zu den ältesten Braunkohlekraftwerksblöcken in Deutschland. Aufgrund seines vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrades benötigt er besonders viel Braunkohle, um eine Megawattstunde (MWh) Strom zu produzieren. Laut aktuellem Kohleausstiegsfahrplan soll der Block bis zum Jahr 2029 am Netz bleiben. Gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung wird er bis dahin noch rund 20 Megatonnen (Mt) CO₂ ausstoßen. Dies gilt, insofern die aktuellen Pläne bzgl. Kohleausstieg sowie Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß EEG umgesetzt werden und das CO₂-Preisniveau stagniert (40,31 EUR/t CO₂ in 2038; 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 wird der Block bereits ab 2023 am Day-Ahead-Strommarkt dauerhaft unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage anderer Erlöse über 2023 hinaus fortgesetzt, stößt er 6,5 Mt CO₂ aus. Gehen der Ausbau Erneuerbarer Energien und Kohleausstiege in Europa langsamer vonstatten (Szenario III), erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 21 Mt CO₂. In diesem Fall sind die Strommarkterlöse besonders hoch und steigen langfristig an.

Da Boxberg P trotz des niedrigen Wirkungsgrads vergleichsweise spät aus dem Markt scheiden soll, zählt er in den nächsten Jahren zu den CO₂-intensivsten Kraftwerksblöcken Deutschlands. Die Klimafolgekosten durch den Weiterbetrieb bis 2029 belaufen sich auf rund 1,3 bis 4,4 Mrd. Euro.

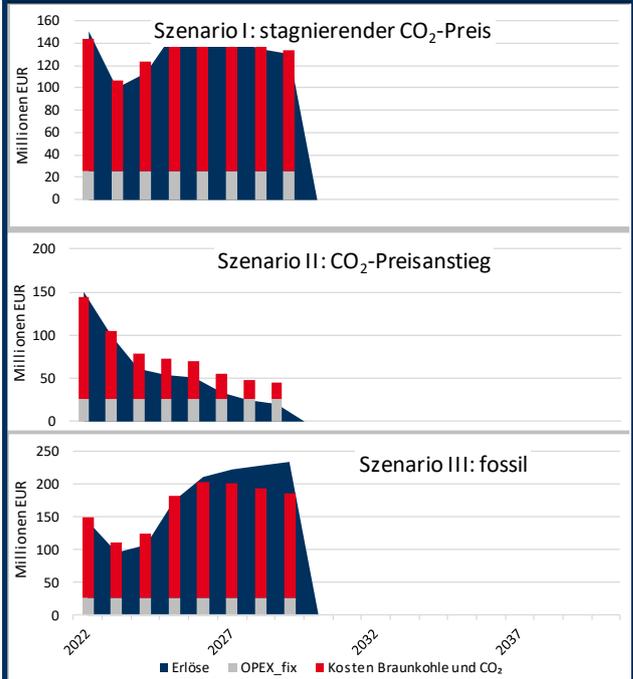
KRAFTWERKSSTECKBRIEF: BOXBERG BLOCK N



Bildquelle: LEAG

Brennstoff	Braunkohle
Betreibergesellschaft	LEAG
Standort	Sachsen
Elektrische Leistung	500 MW
Baujahr	1979
Geplanter Ausstieg	2029
Elektr. Wirkungsgrad	36%
CO₂-Emissionsfaktor	0,41 kg _{CO₂} /kWh _{th}

Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt



CO₂-Emissionen

in Mt CO ₂	2022-2029
Szenario I	19,7
Szenario II*	6,5
Szenario III	21,1

Emissionsbedingte Klimafolgekosten

in Mrd. EUR	Ausstieg '29
Szenario I	4,1
Szenario II*	1,3
Szenario III	4,4

*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2023) bis 2029 weiter.

Zusammenfassung

Boxberg N zählt zu den ältesten Braunkohlekraftwerksblöcken in Deutschland. Aufgrund seines vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrades benötigt er besonders viel Braunkohle, um eine Megawattstunde (MWh) Strom zu produzieren. Laut aktuellem Kohleausstiegsfahrplan soll der Block bis zum Jahr 2029 am Netz bleiben. Gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung wird er bis dahin noch rund 20 Megatonnen (Mt) CO₂ ausstoßen. Dies gilt, insofern die aktuellen Pläne bzgl. Kohleausstieg sowie Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß EEG umgesetzt werden und das CO₂-Preisniveau stagniert (40,31 EUR/t CO₂ in 2038; 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 wird der Block bereits ab 2023 am Day-Ahead-Strommarkt dauerhaft unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage anderer Erlöse über 2023 hinaus fortgesetzt, stößt er 6,5 Mt CO₂ aus. Gehen der Ausbau Erneuerbarer Energien und Kohleausstiege in Europa langsamer vonstatten (Szenario III), erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 21 Mt CO₂. In diesem Fall sind die Strommarkterlöse besonders hoch und steigen langfristig an.

Da Boxberg N trotz des niedrigen Wirkungsgrads vergleichsweise spät aus dem Markt scheidet, zählt er in den nächsten Jahren zu den CO₂-intensivsten Kraftwerksblöcken Deutschlands. Die Klimafolgekosten durch den Weiterbetrieb bis 2029 belaufen sich auf rund 1,3 bis 4,4 Mrd. Euro.

KRAFTWERKSSTECKBRIEF: WEISWEILER BLOCK F



Bildquelle: RWE

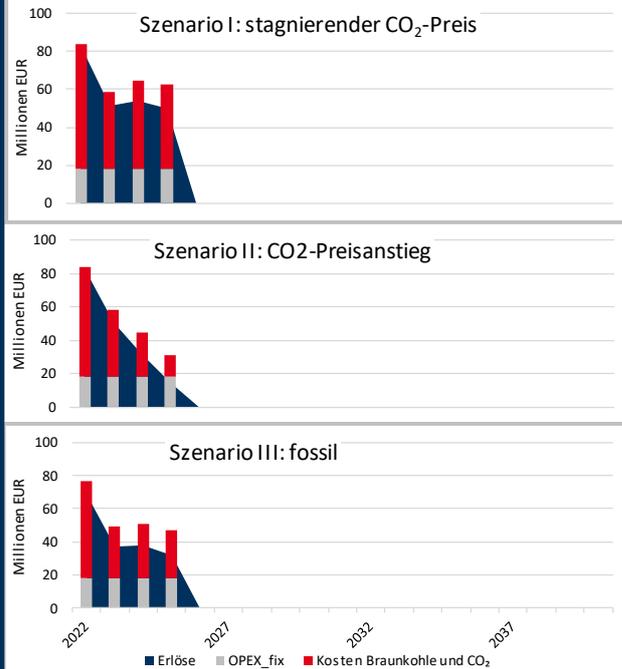
Brennstoff	Braunkohle
Betreibergesellschaft	RWE
Standort	Eschweiler NRW
Elektrische Leistung	353 MW
Baujahr	1967
Geplanter Ausstieg	2025
Elektr. Wirkungsgrad	33 %
CO₂-Emissionsfaktor	0,41 kg _{CO2} /kWh _{th}

CO₂-Emissionen

in Mt CO ₂	2022-2025
Szenario I*	3,8
Szenario II*	2,4
Szenario III*	2,5

*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2022) bis 2025 weiter.

Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt



Emissionsbedingte Klimafolgekosten

in Mrd. EUR	Ausstieg '25
Szenario I*	0,8
Szenario II*	0,5
Szenario III*	0,5

Zusammenfassung

Abgesehen von wenigen Industrie- und Heizkraftwerken mit einer vergleichsweise geringen elektrischen Leistung von unter 100 MW, stellt Weisweiler F den ältesten Braunkohlekraftwerksblock in Deutschland dar. Aufgrund seines besonders niedrigen elektrischen Wirkungsgrades benötigt es vergleichsweise viel Braunkohle, um eine Megawattstunde (MWh) Strom zu produzieren. Laut aktuellem Kohleausstiegsfahrplan soll er bis zum Jahr 2025 am Netz bleiben. In jedem der gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung untersuchten Szenarien wird der Block jedoch bereits ab 2022 am Day-Ahead-Strommarkt unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage anderer Erlöse über 2022 hinaus fortgesetzt, stößt Weisweiler F bis 2025 noch rund 3,8 Megatonnen (Mt) CO₂ aus. Dies gilt, insofern die aktuellen Pläne bzgl. Kohleausstieg sowie Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß EEG umgesetzt werden und das CO₂-Preisniveau stagniert (40,31 EUR/t CO₂ in 2038; 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), der Ausbau Erneuerbarer Energien und Kohleausstiege in Europa langsamer vonstatten (Szenario III), stößt das Kraftwerk rund 2,4 bzw. 2,5 Mt CO₂ aus.

Da Weisweiler trotz des besonders niedrigen Wirkungsgrads erst 2025 aus dem Markt scheiden soll, zählt er in den nächsten Jahren zu den CO₂-intensivsten Kraftwerksblöcken Deutschlands. Die Klimafolgekosten durch den Weiterbetrieb bis 2025 belaufen sich auf rund 0,5 bis 0,8 Mrd. Euro.

KRAFTWERKSSTECKBRIEF: WEISWEILER G CHP



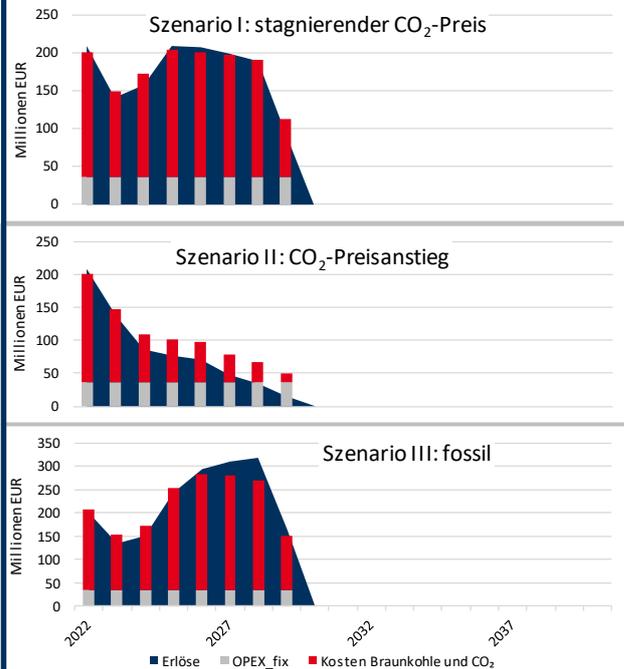
Bildquelle: RWE

Brennstoff	Braunkohle
Betreibergesellschaft	RWE
Standort	Eschweiler NRW
Elektrische Leistung	700 MW
Baujahr	1974
Geplanter Ausstieg	2029
Elektr. Wirkungsgrad	36%
CO₂-Emissionsfaktor	0,41 kg _{CO2} /kWh _{th}

CO₂-Emissionen

in Mt CO ₂	2022-2029
Szenario I	62,8
Szenario II*	21,9
Szenario III	66,5

Wirtschaftlichkeit¹ am Day-Ahead-Strommarkt



Emissionsbedingte Klimafolgekosten

in Mrd. EUR	Ausstieg '29
Szenario I	5,3
Szenario II*	1,8
Szenario III	5,6

*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2023) bis 2029 weiter.

Zusammenfassung

Weisweiler G zählt zu den ältesten Braunkohlekraftwerksblöcken in Deutschland. Aufgrund seines vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrades benötigt er besonders viel Braunkohle, um eine Megawattstunde (MWh) Strom zu produzieren. Laut aktuellem Kohleausstiegsfahrplan soll der Block bis zum Jahr 2029 am Netz bleiben. Gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung wird er bis dahin noch rund 63 Megatonnen (Mt) CO₂ ausstoßen. Dies gilt, insofern die aktuellen Pläne bzgl. Kohleausstieg sowie Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß EEG umgesetzt werden und das CO₂-Preisniveau stagniert (40,31 EUR/t CO₂ in 2038; 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 wird der Block bereits ab 2023 am Day-Ahead-Strommarkt dauerhaft unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage anderer Erlöse über 2023 hinaus fortgesetzt, stößt er 22 Mt CO₂ aus. Gehen der Ausbau Erneuerbarer Energien und Kohleausstiege in Europa langsamer vonstatten (Szenario III), erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 67 Mt CO₂. In diesem Fall sind die Strommarkterlöse besonders hoch und steigen langfristig an. Da Weisweiler G trotz des niedrigen Wirkungsgrads vergleichsweise spät aus dem Markt scheiden soll, zählt er in den nächsten Jahren zu den CO₂-intensivsten Kraftwerksblöcken Deutschlands. Die Klimafolgekosten durch den Weiterbetrieb bis 2029 belaufen sich auf rund 1,8 bis 5,6 Mrd. Euro.

KRAFTWERKSSTECKBRIEF: WEISWEILER H CHP



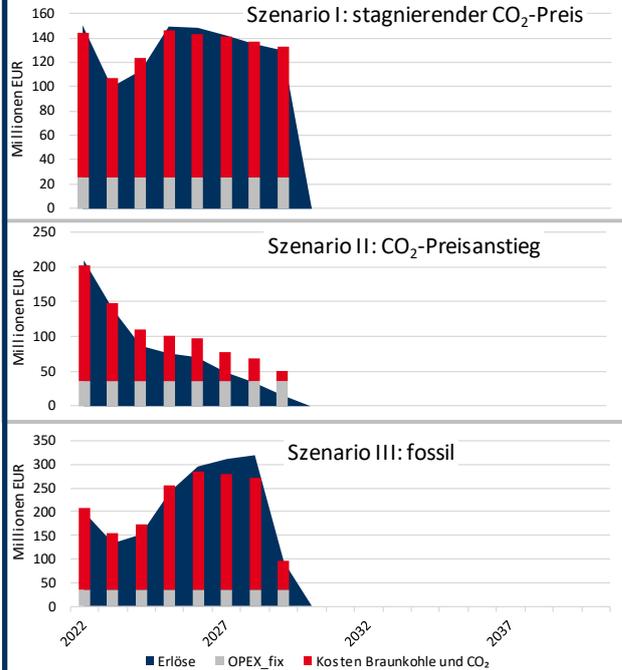
Bildquelle: RWE

Brennstoff	Braunkohle
Betreibergesellschaft	RWE
Standort	Eschweiler NRW
Elektrische Leistung	700 MW
Baujahr	1975
Geplanter Ausstieg	2029
Elektr. Wirkungsgrad	36%
CO₂-Emissionsfaktor	0,41 kg _{CO2} /kWh _{th}

CO₂-Emissionen

in Mt CO ₂	2022-2029
Szenario I	60,9
Szenario II*	21,9
Szenario III	63,8

Wirtschaftlichkeit¹ am Day-Ahead-Strommarkt



Emissionsbedingte Klimafolgekosten

in Mrd. EUR	Ausstieg '29
Szenario I	5,2
Szenario II*	1,8
Szenario III	5,4

*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2023) bis 2029 weiter.

Zusammenfassung

Weisweiler H zählt zu den ältesten Braunkohlekraftwerksblöcken in Deutschland. Aufgrund seines vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrades benötigt er besonders viel Braunkohle, um eine Megawattstunde (MWh) Strom zu produzieren. Laut aktuellem Kohleausstiegsfahrplan soll der Block bis zum Jahr 2029 am Netz bleiben. Gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung wird er bis dahin noch rund 61 Megatonnen (Mt) CO₂ ausstoßen. Dies gilt, insofern die aktuellen Pläne bzgl. Kohleausstieg sowie Ausbau Erneuerbarer Energien gemäß EEG umgesetzt werden und das CO₂-Preisniveau stagniert (40,31 EUR/t CO₂ in 2038; 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 wird der Block bereits ab 2023 am Day-Ahead-Strommarkt dauerhaft unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage anderer Erlöse über 2023 hinaus fortgesetzt, stößt er 22 Mt CO₂ aus. Gehen der Ausbau Erneuerbarer Energien und Kohleausstiege in Europa langsamer vonstatten (Szenario III), erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 64 Mt CO₂. In diesem Fall sind die Strommarkterlöse besonders hoch und steigen langfristig an. Da Weisweiler G trotz des niedrigen Wirkungsgrads vergleichsweise spät aus dem Markt scheidet soll, zählt er in den nächsten Jahren zu den CO₂-intensivsten Kraftwerksblöcken Deutschlands. Die Klimafolgekosten durch den Weiterbetrieb bis 2029 belaufen sich auf rund 1,8 bis 5,4 Mrd. Euro.

QUELLEN

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]

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]

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]

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_rslHbPRDaEQFnoECAgQAO&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F2071-1050%2F12%2F15%2F6175%2Fpdf&usq=AOvVaw11KdOLrU1bTmWHHEl6fScB [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.xlsm> [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

UBA, 2012: Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten [online]

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf [zuletzt abgerufen am 03.09.2021].

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].

UBA, 2020: Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten: Kostensätze [online]

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf [zuletzt abgerufen am 03.09.2021].

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.

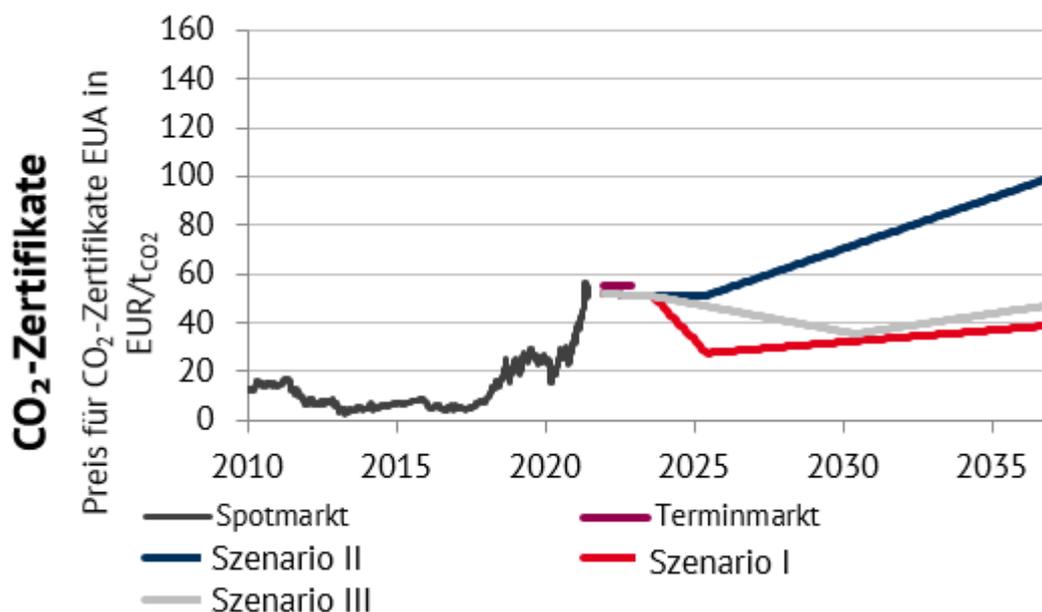


Abbildung 1: Entwicklung der CO₂-Preise in Europa je Szenario

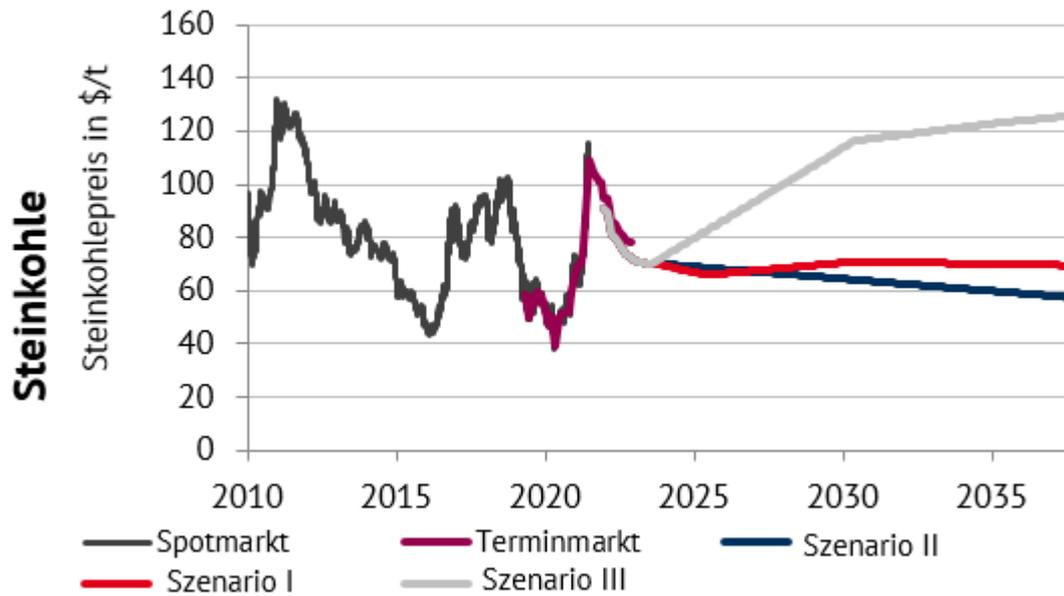


Abbildung 2: Angenommene Steinkohlepreisentwicklung in Europa je Szenario

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 [...] 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.

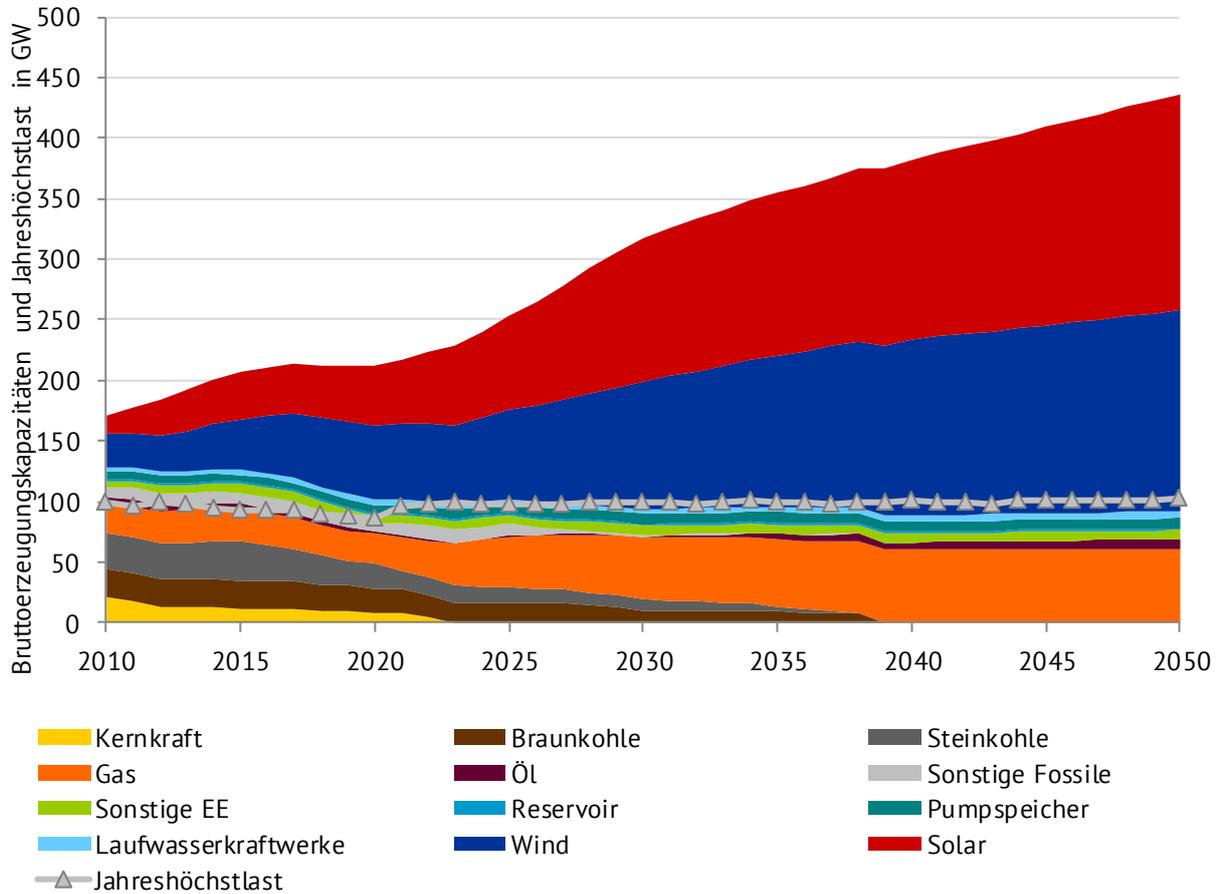


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugungleistung in Deutschland in Szenario I und II

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.

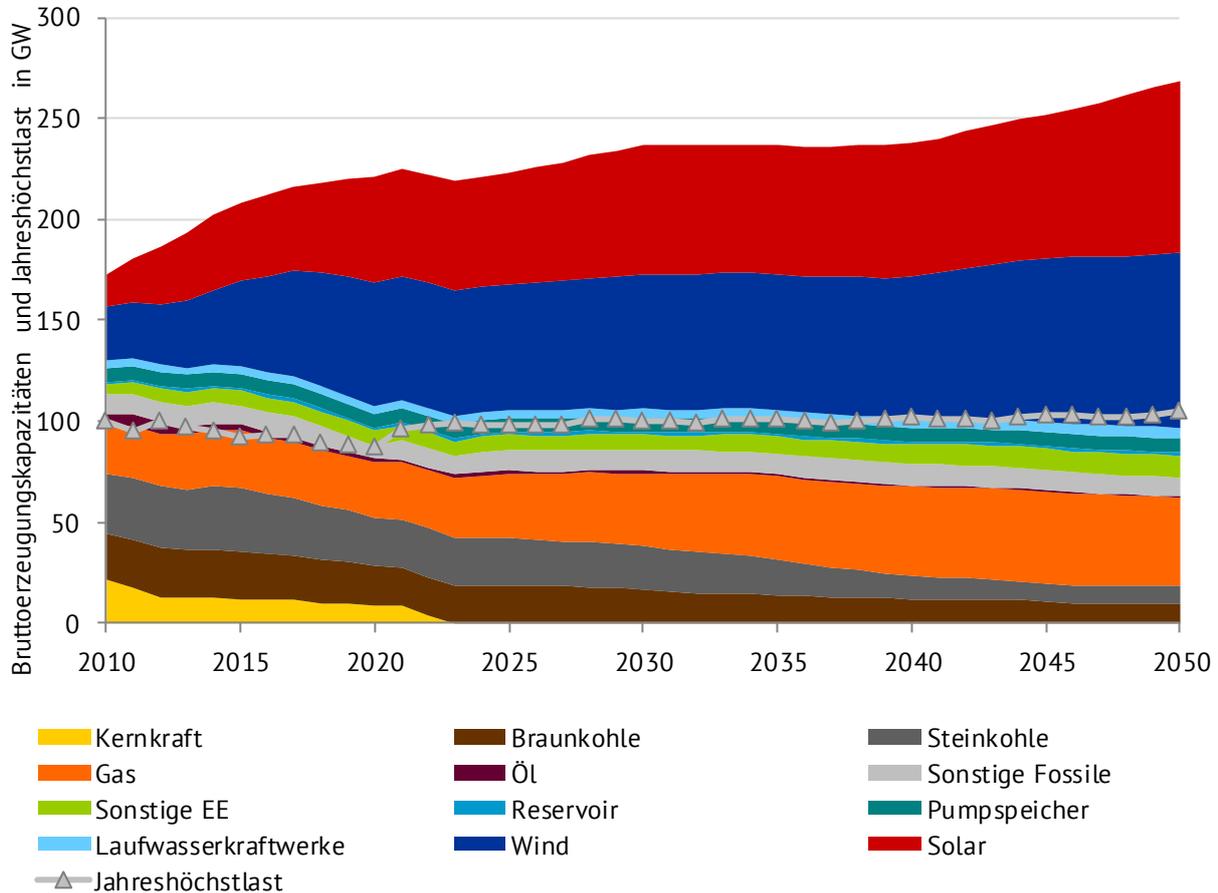


Abbildung 4: Entwicklung der deutschen Erzeugungskapazität in Szenario III

BESCHREIBUNG KLIMASCHADENSKOSTEN

Das Umweltbundesamt (UBA) ermittelt in seiner Methodenkonvention zur Schätzung von Umweltkosten regelmäßig den aktuellen Forschungsstand zum Umfang der externen Kosten. Im Jahr 2012 empfahl das UBA einen Kostensatz für die externen Klimaschadenskosten in Höhe von 80 Euro₂₀₁₀/tCO_{2äq} aus (UBA 2012). Aufgrund neuerer Forschungsergebnisse zum fortschreitenden Klimawandel wurde dieser Wert in der Zwischenzeit deutlich nach oben korrigiert. In der Methodenkonvention 3.1 aus dem Jahr 2020 empfiehlt das UBA einen mittleren Wert der Klimaschadenskosten von 195 Euro₂₀₂₀/tCO_{2äq}, die im Zeitverlauf ansteigen – bis auf 250 Euro₂₀₅₀/tCO_{2äq} im Jahr 2050 (UBA 2020).

Auf Grundlage der ermittelten CO₂-Emissionen, die in den untersuchten Szenarien noch verursacht werden, lassen sich die Klimaschadenskosten ableiten. Ein Teil der Klimaschadenskosten ist über das europäische Emissionshandelssystem (CO₂-Preis) bereits internalisiert, d.h. im Strompreis enthalten.

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.

KURZPORTRÄT FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger*innen und Multiplikator*innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

IMPRESSUM

Autoren:

Michael Claußner, Julia Zygmunt (Energy Brainpool), Isabel Schrems (FÖS)

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

Oktober 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.