



Ausarbeitung

**Interne und externe Kosten der Stromerzeugung: Gestehungskosten,
Umweltkosten und Subventionen konventioneller und erneuerbarer
Energien**

Interne und externe Kosten der Stromerzeugung: Gestehungskosten, Umweltkosten und Subventionen konventioneller und erneuerbarer Energien

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 123/22
Abschluss der Arbeit: 04.11.2022
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Stromgestehungskosten	4
2.1.	Übersicht	4
2.2.	Gas	10
2.3.	Steinkohle	11
2.4.	Braunkohle	11
2.5.	Kernenergie	11
2.6.	Erneuerbare Energien	13
3.	Umwelt- und Entsorgungskosten	17
3.1.	Übersicht	17
3.2.	Gas	20
3.3.	Steinkohle	21
3.4.	Braunkohle	21
3.5.	Kernenergie	22
3.5.1.	Externe Kosten und Umweltschäden	23
3.5.2.	Stilllegung und Atommülllagerung	24
3.6.	Erneuerbaren Energien	25
4.	CO₂-Bepreisung	26
4.1.	Übersicht	26
4.2.	Gas	31
4.3.	Steinkohle	31
4.4.	Braunkohle	32
4.5.	Kernenergie	32
4.6.	Erneuerbare Energien	33
5.	Subventionen	33
5.1.	Übersicht	33
5.2.	Gas	35
5.3.	Steinkohle	36
5.4.	Braunkohle	36
5.5.	Kernenergie	37
5.6.	Erneuerbare Energien	38

1. Einleitung

Diese Dokumentation bietet einen Überblick über verschiedene Kosten, die mit der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen (Gas, Steinkohle und Braunkohle), Kernenergie sowie erneuerbaren Energieträgern in Zusammenhang stehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Schlüsselbegriff der Fragestellung – „Kosten“ – je nach Kontext implizit oder explizit vielfältige Bedeutungen annehmen kann. Im Fokus der Analyse stehen die **Stromgestehungskosten**, die indirekten **Umweltkosten** (durch entstehende Umweltschäden und für die Entsorgung), die **CO₂-Bepreisung** und **Subventionen** (als Kosten für den Bundeshaushalt). Viele der Kosten lassen sich nur schätzen bzw. unterliegen Annahmen, die auf die Zukunft ausgerichtet sind. Dementsprechend variieren die Berechnungen und Ergebnisse je nach Quelle.

Diese Arbeit basiert in Teilen auf zwei vorausgegangenen Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste.¹

Folgende Erkenntnisse lassen sich aus der Analyse gewinnen:

- Die **Stromgestehungskosten** unterscheiden sich stark zwischen den verschiedenen Energieträgern. Erneuerbare Energien werden günstiger, konventionelle Energien werden schrittweise teurer.
- Externe Folgekosten der Energieerzeugung für **Umweltschäden** und **Entsorgung** sind aufgrund der notwendigen Prognose nur schwer zu beziffern. Dennoch internalisieren Studien die Kosten oft nicht ausreichend und bilden diese nicht im Preis ab.
- Die **CO₂-Bepreisung** macht einen erheblichen Anteil an den Stromgestehungskosten bei fossiler Energie aus.
- Die Energieerzeugung wird bei allen Erzeugungsarten erheblich direkt und/oder indirekt **subventioniert**.

2. Stromgestehungskosten

2.1. Übersicht

Die Kosten der Stromerzeugung werden üblicherweise in Form der sogenannten Stromgestehungskosten (engl. Levelized Costs of Electricity – LCOE) angegeben. Der Begriff der Gestehungskosten ist eine energiewirtschaftliche Größe und lässt sich vereinfacht mit „Herstellungskosten“ oder „Selbstkosten“ ersetzen. Dabei werden die Kosten für die Errichtung und den jährlichen Be-

1 Wissenschaftlichen Dienste (2022), Gestehungskosten von Strom im Vergleich, WD 5 - 3000 - 005/22, <https://www.bundestag.de/resource/blob/887090/1867659c1d4edcc0e32cb093ab073767/WD-5-005-22-pdf-data.pdf>; Wissenschaftlichen Dienste (2022), Strom aus Kernenergie: Kosten und Subventionen, WD 5 - 3000 - 090/21, <https://www.bundestag.de/resource/blob/877586/4e4dce913c3d883a81adcf2697313c7d/WD-5-090-21-pdf-data.pdf>.

trieb einer Anlage ins Verhältnis zur Stromerzeugungsmenge innerhalb der gesamten Lebensdauer der Anlage gesetzt. Diese Kosten variieren je nachdem, mit welcher Methode und unter welchen Annahmen sie berechnet werden.²

Nahezu alle Studien, die die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Energieerzeugungstechnologien beleuchten, nutzen die LCOE als Vergleichsmaßstab, um die Kosten-/Nutzenanalyse zu illustrieren. Dies ermöglicht, die vorgelegten Daten auch international relativ systematisch und einheitlich zu erheben, um beispielsweise Investitionsentscheidungen für den Umbau der nationalen Energiesysteme zu treffen. Allerdings basiert die Höhe der LCOE auf Modellrechnungen mit unterschiedlichen Anlagen-/Kraftwerksdaten, die auch regional variieren können. Daher lassen sich die Kosten von Konkurrenztechnologien – wenn überhaupt – nur annäherungsweise vergleichen.³

Hinzu kommen **externe Kosten** und **Folgekosten** der Energieerzeugung, die nur teilweise berücksichtigt werden.⁴ (Siehe hierzu gesondert Kap. 3 und 4.) Auch die **Netzübertragungskosten** sind durch die Fluktuation erneuerbarer Energien nicht überall in die LCOE einberechnet. Eine Ausnahme sind hier die Zahlen der EIA (2021).

Eine viel zitierte Quelle für die LCOE unterschiedlicher Energietechnologien ist der investorenorientierte Bericht des Finanzberatungsunternehmens Lazard, der in regelmäßigen Abständen veröffentlicht wird (siehe Abbildung 1):

2 Einzelheiten zur Berechnung finden sich in der Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste (2022), WD 5 - 3000 - 005/22, <https://www.bundestag.de/resource/blob/887090/1867659c1d4edcc0e32cb093ab073767/WD-5-005-22-pdf-data.pdf>, S. 4 ff.

3 Ebd., S. 6.

4 Ebd., S. 7.

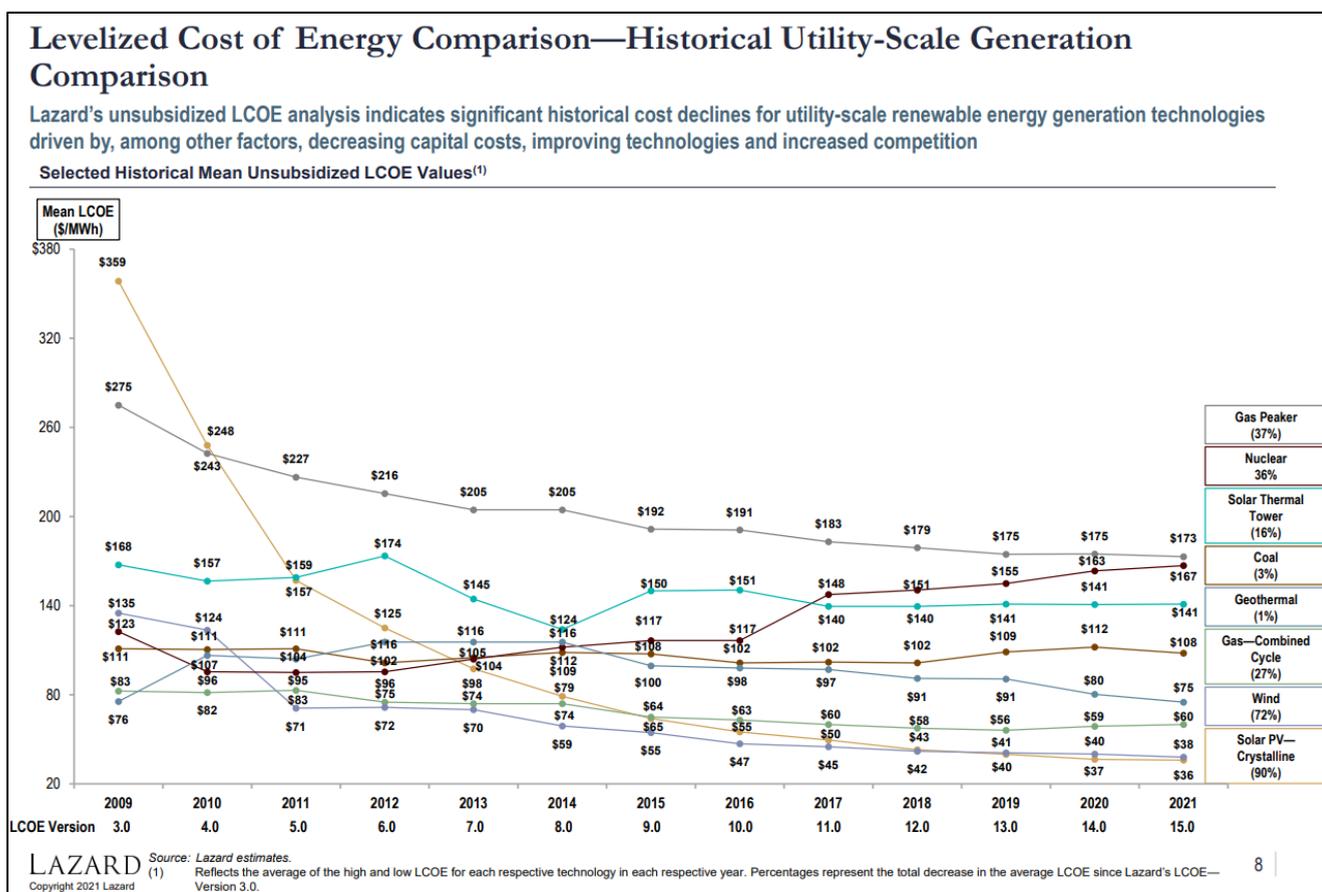


Abbildung 1: Lazard (2021), Levelized Cost of Energy Analysis⁵

Eine weitere Quelle ist der Bericht der IEA & NEA. Dieser gibt die Ober- und Unterwerte der LCOE an, sowie Quartile und Mediane, um die Verteilung der LCOE zu definieren (siehe Abbildung 2). Dadurch sind die Werte mit dem Lazard-Bericht ungefähr vergleichbar, was die Ober- und Unterschwellen angeht:

5 Lazard (2021), Levelized Cost of Energy Analysis – Version 15.0, <https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>, S. 8.

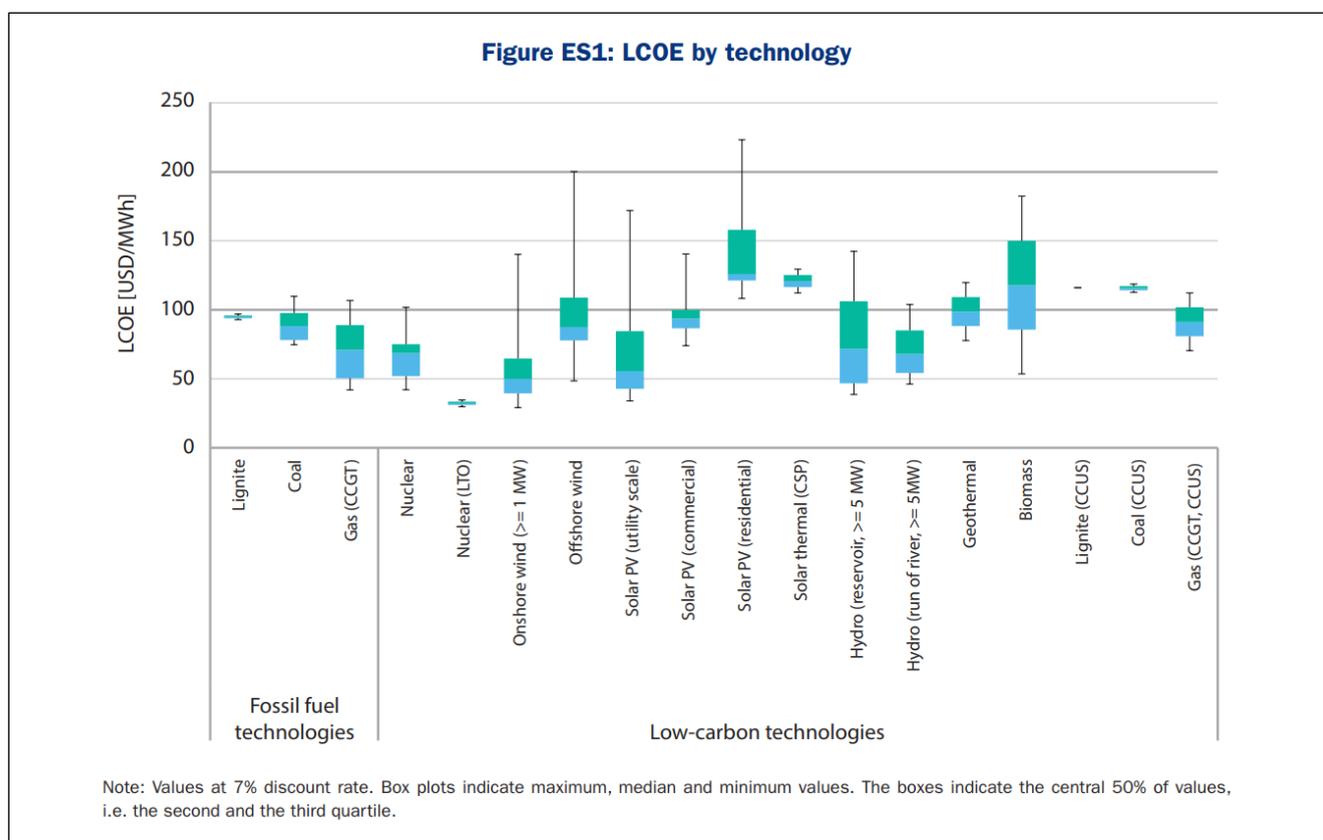


Abbildung 2: LCOE pro Energietechnologie⁶

Die Bundesregierung nutzt in ihrer Veröffentlichung Daten des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme zu den LCOE der erneuerbaren Energien in Verbindung mit Daten des Umweltbundesamts und des DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (siehe Abbildung 3):

6 IEA (International Energy Agency) & NEA (Nuclear Energy Agency) (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>, S. 14.

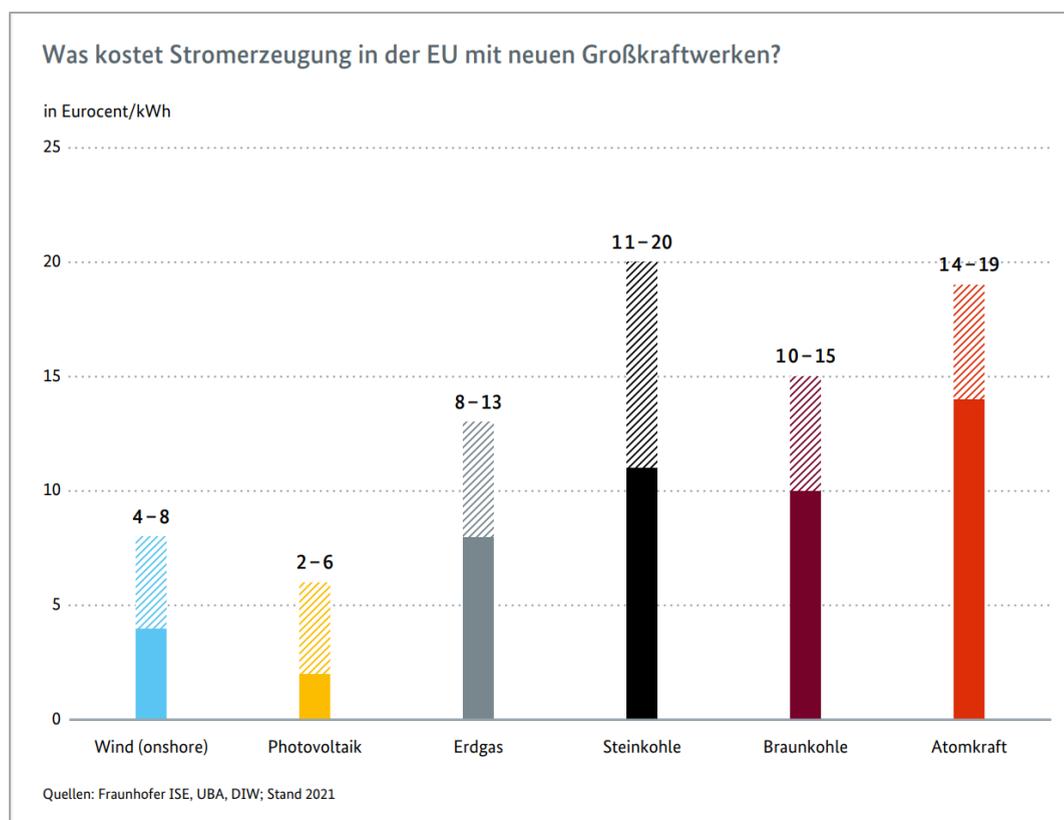


Abbildung 3: Kosten der Stromerzeugung in der EU in Großkraftwerken⁷

Diese drei und weitere Quellen fasst der folgende Studienüberblick zusammen, der Gestehungskosten speziell für Strom aus erneuerbaren Energien und Kernenergie miteinander vergleicht:

Tabelle 1: Gestehungskosten (LCOE) in den verschiedenen Studien (normiert auf € Ct/kWh) – Kurzversion⁸

(Umrechnungskurs \$ zu €: 1 \$ = 0,8172 €, 1 € = 1,2236 \$, am 31.12.2020, Umrechnung: 1 MWh = 1.000 kWh)

⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021), Eröffnungsbilanz Klimaschutz, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf, S. 16.

⁸ Langversion: Wissenschaftlichen Dienste (2022), Gestehungskosten von Strom im Vergleich, WD 5 - 3000 - 005/22, <https://www.bundestag.de/resource/blob/887090/1867659c1d4edcc0e32cb093ab073767/WD-5-005-22-pdf-data.pdf>, S. 19.

	Kernenergie			Wind						PV						Wasser		
				on-shore			off-shore			PV-Dach			PV-Freifläche					
	min	med	max	min	med	max	min	max		min	med	max	min	med	max	min	med	max
LCOE-Betrachtungen																		
OECD & NEA (2018), LCOE "at 3% discount rate", moderne AKWs	2,04	4,49	5,14	2,45	4,90	10,62	8,17	11,03	17,10	10,60	13,07	24,51	4,49	8,17	13,89			
OECD & NEA (2018), LCOE "at 7% discount rate", moderne AKWs	3,11	6,70	8,17	3,67	7,76	13,89	10,62	13,48	22,47	10,62	17,16	24,51	5,72	11,44	19,61			
OECD & NEA (2018), LCOE "at 10% discount rate", moderne AKWs	4,08	9,39	11,03	4,08	8,98	17,97	13,89	16,34	26,55	13,48	21,24	30,23	8,58	13,89	23,69			
Schlömer S., et al. (2014), 5% weighted average cost of capital	2,61	5,31	7,68	2,86	4,82	9,80	6,53	9,80	14,71	6,06	12,25	14,71	4,57	8,98	10,62	0,49	1,79	7,76
Schlömer S., et al. (2014), 10% weighted average cost of capital	3,67	8,09	12,25	4,16	6,86	13,07	8,98	13,89	20,43	8,98	17,97	22,06	6,86	13,07	17,16	0,73	2,86	12,25
BloombergNEF (2021)				3,35			6,45						3,18					
Lazard (2021), neue AKWs	10,71	13,64	16,67	2,12	3,10	4,08	6,78			12,01	15,03	18,06	2,28	2,94	3,35			
Lazard (2021), abgeschriebene AKWs	2,36																	
IRENA (2021) (nur EE)				3,18			6,86			4,49	19,28		4,65			3,59		
Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2021) (nur EE)				4,00	8,20	7,50	12,00			4,80	11,00	3,00	5,80					
BMWiK (2022) (auf Basis verschiedener Quellen)	14,00	19,00		4,00	8,00								2,00			6,00		
LCOE Projektionen																		
EIRP (2017), neuartige AKW	2,94	4,90	7,35															
EIRP (2017), konventionelle AKW	7,92																	
IEA & NEA (2020), LCOE "at 7% discount rate", moderne AKWs	3,43	5,63	8,33	2,36	4,08	11,40	4,00	7,19	16,34	8,82	10,29	18,22	2,77	4,57	14,05	3,75	5,55	8,49
IEA & NEA (2020), LCOE "at 7% discount rate", abgeschriebene AKWs	2,45	2,61	2,69															
EIA (2021)	6,28			3,01			9,84						2,67					

Einen besonderen Einfluss auf die im Jahr 2022 teils deutlich gestiegenen Kosten der Stromgestehung durch fossile Brennstoffe hat der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine. Die IEA beziffert den Einfluss des Krieges auf die weltweiten Strompreise wie folgt:

„The most visible consequence of the crisis [Anm.: gemeint ist der Krieg in der Ukraine] was an explosion in energy prices. While oil prices above USD 100/barrel have been seen before, there is no precedent for the price levels seen in 2022 for natural gas, with prices at Europe’s Title Transfer Facility (TTF) hub regularly exceeding USD 50 per million British thermal units (MBtu), the equivalent of more than USD 200/barrel. High fuel prices were the main reason for upward pressure on global electricity prices, in our estimation accounting for 90% of the rise in the average costs of electricity generation worldwide (natural gas alone for more than 50%). The costs of capital recovery added only about 5% to the price pressures, as the electricity sector continues to shift towards relatively capital-intensive technologies like solar PV and wind. The remaining 5% increase in costs was due to higher costs for maintenance and those related to CO₂ prices in several markets.

The high cost of natural gas-fired power – typically the marginal source of generation – was the main factor behind a huge rise in EU wholesale electricity prices, with trends also abetted by higher coal, oil and CO₂ prices, reduced availability of nuclear power and a poor year for hydropower. Wholesale electricity prices in the European Union tripled in the first-half of 2022, well above the 40% increase in the underlying average costs of generation (Figure 1.4).“⁹

9 International Energy Agency (2022), World Energy Outlook 2022, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9d0a2db4-965a-4e80-83da-562f038ff514/WorldEnergyOutlook2022.pdf>, S. 36 f.

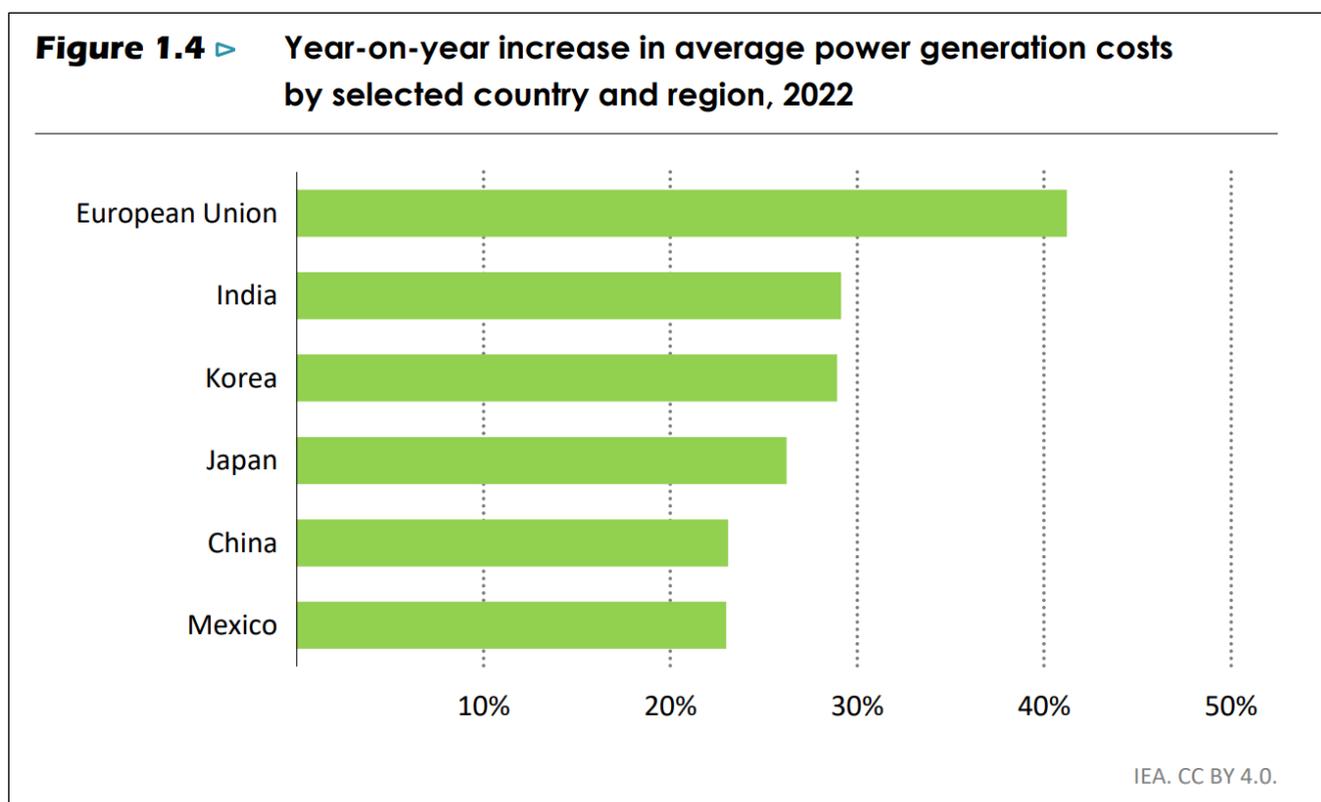


Abbildung 4: Steigerung der Stromgestehungskosten in ausgewählten Ländern und Regionen im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr¹⁰

2.2. Gas

Bei der Produktion von Strom durch Gaskraftwerke ist im Wesentlichen zwischen zwei Kraftwerkstypen zu unterscheiden. So wird Gas sowohl in Gas- und Dampfkraftwerken (GuD, engl. „Combined Cycle Gas Turbine Plant“) als auch in hochflexiblen Gasturbinen (Spitzenlastkraftwerke) verstromt.

In der aktuellsten Ausgabe des Lazard-Berichts betragen die LCOE für Stromerzeugung aus Gas durch Spitzenlastkraftwerke („Gas Peaking“) **151 bis 196 \$/MWh** bzw. **45 bis 74 \$/MWh** aus Gas- und Dampfkraftwerken.¹¹

Dennoch weisen moderne Gaskraftwerke niedrige Stromgestehungskosten auf:

„Im Gegensatz zur vorherigen Studie haben unter den fossil betriebenen Kraftwerken neu gebaute GuD-Kraftwerke derzeit die niedrigsten Stromgestehungskosten, die zwischen

¹⁰ Ebd., S. 37.

¹¹ Lazard (2021), Levelized Cost of Energy Analysis – Version 15.0, <https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>, S. 2.

7,79 und 13,06 Cent/kWh liegen (im Vergleich zu potentiell neugebauten Kohlekraftwerken). [...] Betrachtet man noch die Wärmegutschrift liegen die Stromgestehungskosten bei GuD-Kraftwerken zwischen **5,59 und 10,70 Cent/kWh**. Die Wärmegutschrift errechnet sich aus den Brennstoffkosten, die für die Wärmeerzeugung anfallen würden, steht aber unentgeltlich aus der in der gekoppelten Produktion der elektrisch betriebenen GuD-Kraftwerke erzeugten Wärme zur Verfügung. [...] Hochflexible Gasturbinen haben bei **11,46 und 28,96 Cent/kWh** noch höhere Stromgestehungskosten.“¹²

Der höchste Kostenanteil entfällt bei Gaskraftwerken auf den **Gaspreis**, gefolgt von den Kosten für **CO₂-Zertifikate**.¹³

2.3. Steinkohle

Bei modernen Steinkohlekraftwerken liegen die Stromgestehungskosten zwischen **11,03 bis 20,04 Cent/kWh** (Mittelwert: 15,54 Cent/kWh) und damit deutlich über denen von Braunkohleverstromung.¹⁴

Der höchste Kostenanteil entfällt auf die Kosten für notwendige CO₂-Zertifikate.¹⁵

2.4. Braunkohle

Bei potenziell neuen Braunkohlekraftwerken liegen die Stromgestehungskosten zwischen 10,38 und 15,34 Cent/kWh (Mittelwert: 13,13 Cent/kWh) und damit über denen von GuD-Kraftwerken, aber unter den Kosten der Steinkohleverstromung.¹⁶

Der höchste Kostenanteil entfällt auf die Kosten für notwendige CO₂-Zertifikate.¹⁷

2.5. Kernenergie

Laut dem Lazard-Bericht betragen die LCOE für nukleare Energie zwischen **131 bis 204 \$/MWh**. Bei AKWs, die mit langen Laufzeiten bereits schon **abgeschrieben** sind, betragen die reinen Gestehungskosten nur noch **29 \$/MWh**. Da die Abschreibungen zumeist über die geplante technische Laufzeit eines AKWs erfolgen, sind diese AKWs günstig: Ihre Laufzeit wurde verlängert, daher haben sie ein hohes Alter. Es ist dabei zu beachten, dass der Lazard-Bericht bei bestehenden

12 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, S. 26.

13 Ebd., S. 26.

14 Ebd., S. 26.

15 Ebd., S. 26.

16 Ebd., S. 26.

17 Ebd., S. 26.

AKWs keine Konstruktionskosten mit einberechnet. Die Stilllegungskosten der AKWs seien eingepreist. Inwiefern aufwendige Sanierungen, so wie sie derzeit in Frankreich notwendig sind, in diesem Wert einberechnet sind, ist nicht erkennbar.¹⁸ Nach Aussage der Studie ist nukleare Energie die zweit teuerste Energieform insgesamt und der LCOE ist über die vergangenen 12 Jahre sogar **um 33 Prozent gestiegen**.¹⁹

Im Bericht der IEA & NEA zählt Kernkraftenergie mit **42 bis 102 \$/MWh** nicht zu den teuersten Energieformen, wobei hier explizit Werte von AKWs angesetzt werden, die noch in der Entwicklung bzw. im Bau sind und sich durch eine höhere Skalierung und damit einer Reduktion der Baukosten auszeichnen.²⁰

Die Datenlage für LCOE speziell für Strom aus Kernkraft in **Deutschland** ist dünn.²¹ Die LCOE liegen laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz zwischen **14-19 Cent pro Kilowattstunde**.²²

Kennzeichnend für nukleare Energie ist jedoch, dass sie sich dann als besonders wettbewerbsstark darstellt, wenn die AKWs abgeschrieben sind:

„Beyond investments in new sites (greenfield projects), this report includes levelised cost estimates for the long-term operation of nuclear plants (LTO) – representing extensive refurbishments to enable a secure operation beyond the originally intended lifetime. The report shows that this brownfield investment, i.e. making use of the existing facilities and infrastructure, significantly reduces costs compared to building new greenfield plants.“²³

Dennoch bleibt bei einer **Modernisierung** die Frage, wie hoch die **Kosten** dafür sein werden, wenn man von einer Laufzeitverlängerung von 10 Jahren ausgeht. Über Frankreich, wo über 70 Prozent des Stromanteils aus AKWs bezogen wird, sagte kürzlich der französische EU-Binnen-

18 Tagesschau (2022), Was die Kernkraft kostet, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/kosten-atomenergie-kernkraft-101.html>.

19 Lazard (2021), S. 8.

20 IEA (International Energy Agency) & NEA (Nuclear Energy Agency) (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>, S. 16.

21 Focus Online (2021), Atom, Kohle, Gas, Wind, Solar: Welche Stromart uns am wenigsten kostet, https://www.focus.de/finanzen/boerse/konjunktur/preise-verglichen-atom-kohle-gas-wind-solar-welche-stromart-uns-am-wenigsten-kostet_id_11658454.html.

22 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021), Eröffnungsbilanz Klimaschutz, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf, S. 16.

23 IEA (International Energy Agency) & NEA (Nuclear Energy Agency) (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>, S. 16.

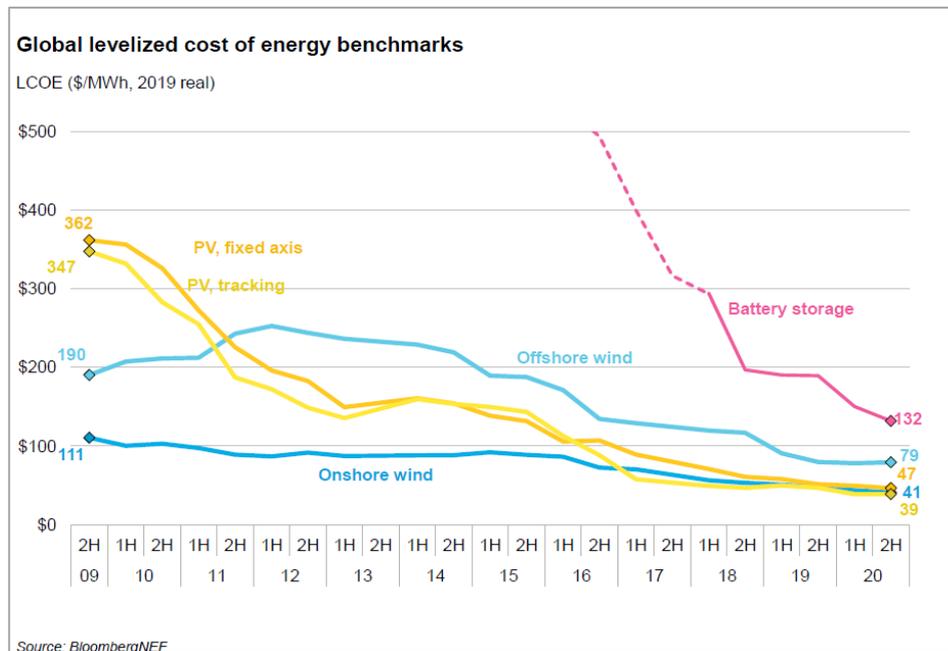
marktkommissar Thierry Breton, dass allein für die bestehenden Kernkraftwerke bis 2030 Investitionen in Höhe von 50 Milliarden Euro erforderlich seien, und für den Bau von AKWs der neuen Generation 500 Milliarden.²⁴

Auf **moderne**, kostengünstige **AKWs** wird ebenfalls verwiesen, die durch (noch nicht vorhandene) Skalierungseffekte beim Bau zu geringen Kosten und in kurzer Zeit gebaut werden könnten. Beide Voraussetzungen sind rein ökonomisch unter der Betrachtung der LCOE nachvollziehbar, jedoch technisch und praktisch fraglich. Hier wird sich erst in der Zukunft zeigen, wie belastbar die Annahmen sind.

2.6. Erneuerbare Energien

Einigkeit in den unterschiedlichen Studien besteht darüber, dass die Kosten für **erneuerbare Energien** über die Jahre hinweg **stark gesunken** sind. Vor allem bei Photovoltaik ist der Preisverfall deutlich sichtbar. Dies ist zurückzuführen auf den technischen Fortschritt und hohe Lerneffekte der Hersteller und Installateure, die mit der massiven Skalierung der Technologie einhergehen. Die Autoren sind sich einig, dass auch in Zukunft davon auszugehen ist, dass die Kosten erneuerbarer Energien weiter sinken (wenn auch nicht mehr so drastisch). Die gleiche Tendenz ist für die Batterietechnik und deren Kosten für die Stromspeicherung zu erkennen (siehe Abbildung 5):

24 Der Spiegel (2022), Was ist mit Frankreichs Atomreaktoren los?, <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/atomkraft-was-ist-mit-frankreichs-kernreaktoren-los-a-ad1f8a26-5db6-4637-b5b8-52d4e3ecb440>.

Abbildung 5: Kostenentwicklung für Wind- und Solarenergie, sowie Speicherung²⁵

Im Gegensatz dazu zeigen aktuelle Entwicklungen, dass auch ein **Anstieg** der Kosten für erneuerbare Energien möglich ist bzw. bereits eingetreten ist. Grund dafür sind steigende Kosten für **Rohstoffe** und **Transport**, sowie **Lieferkettenprobleme**. Die Transportkosten für Photovoltaikmodule haben sich mittlerweile fast verdoppelt. Die Rohstoffnachfrage und die Rohstoffpreise werden in den kommenden Jahren immer weiter steigen. Für Windräder werden Stahl und **seltene Erden** benötigt, für die Solarmodule Silber und Silizium. Auch für den Netzausbau werden weitere Rohstoffe benötigt, insbesondere Kupfer und Aluminium.²⁶

Abhängig von der Art der erneuerbaren Energie verläuft die Kostensenkung unterschiedlich. Insbesondere bei der **Solarenergie** ist ein starker Abfall der Kosten zu verzeichnen. Betrachtet man den Zeitraum von 2009 bis 2021, sind die Kosten für Photovoltaik auf der Freifläche um den Faktor 10 von durchschnittlich 359 \$/MWh auf 36 \$/MWh gesunken (siehe Abbildung 6). Andere Quellen zeigen einen Abfall von 0,381 \$/kWh in 2010 auf 0,057 \$/kWh in 2020 (siehe Abbildung 7). Eine Untersuchung der IEA prognostiziert einen weiteren Abfall der Kosten für Solarenergie um zusätzliche 58% bis 2050. Die LCOE liegen im Jahr 2020 laut dieser Studie bei 45 \$/MWh und sollen sich bis 2050 auf 19 \$/MWh verringern (siehe Abbildung 8):

25 BloombergNEF (2021), BNEF Executive Factbook, <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF-2021-Executive-Factbook.pdf>, S. 23.

26 <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energiewirtschaft-der-preisverfall-der-erneuerbaren-ist-vorbei-energiewende-wird-teurer/28013512.html?ticket=ST-16462379-yKCecsvHDatgVr5yfbLa-ap5>. Siehe auch: Wissenschaftliche Dienste (2022), Seltene Erden als wichtige Ressource, WD 5 - 3000 - 003/22, <https://www.bundestag.de/resource/blob/886424/16cb4318a6eaf7b2e5d2221d85e81927/WD-5-003-22-pdf-data.pdf>.

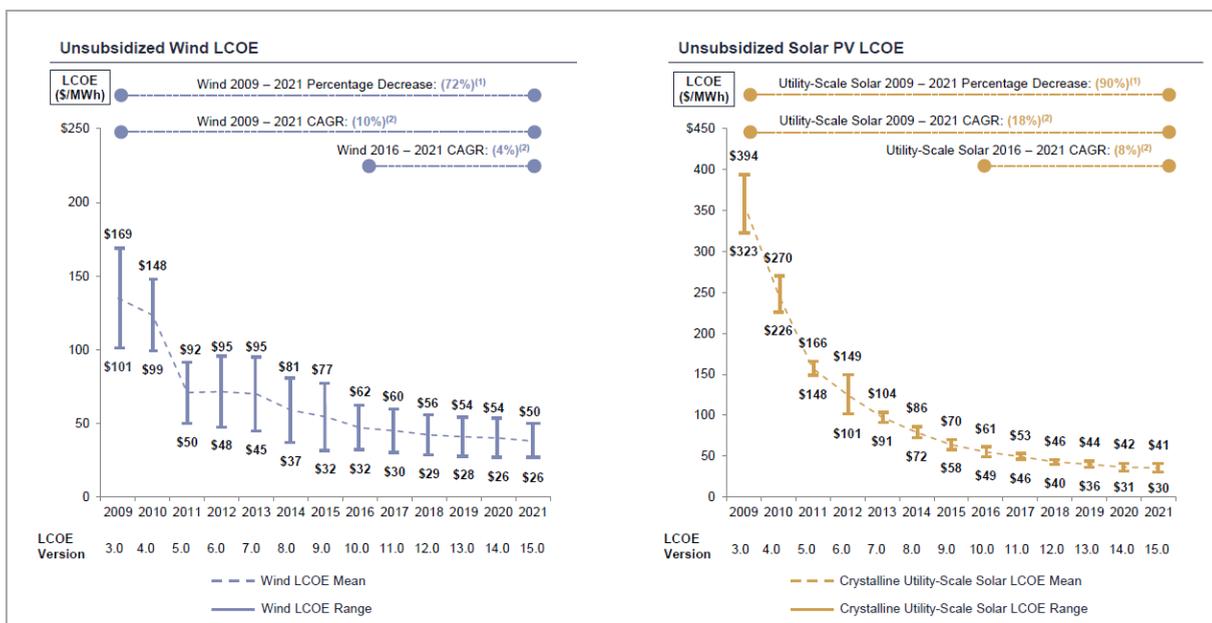


Abbildung 6: Kostenentwicklung Windenergie und Solarenergie von 2009 bis 2021²⁷

27 Lazard (2021), S. 9.

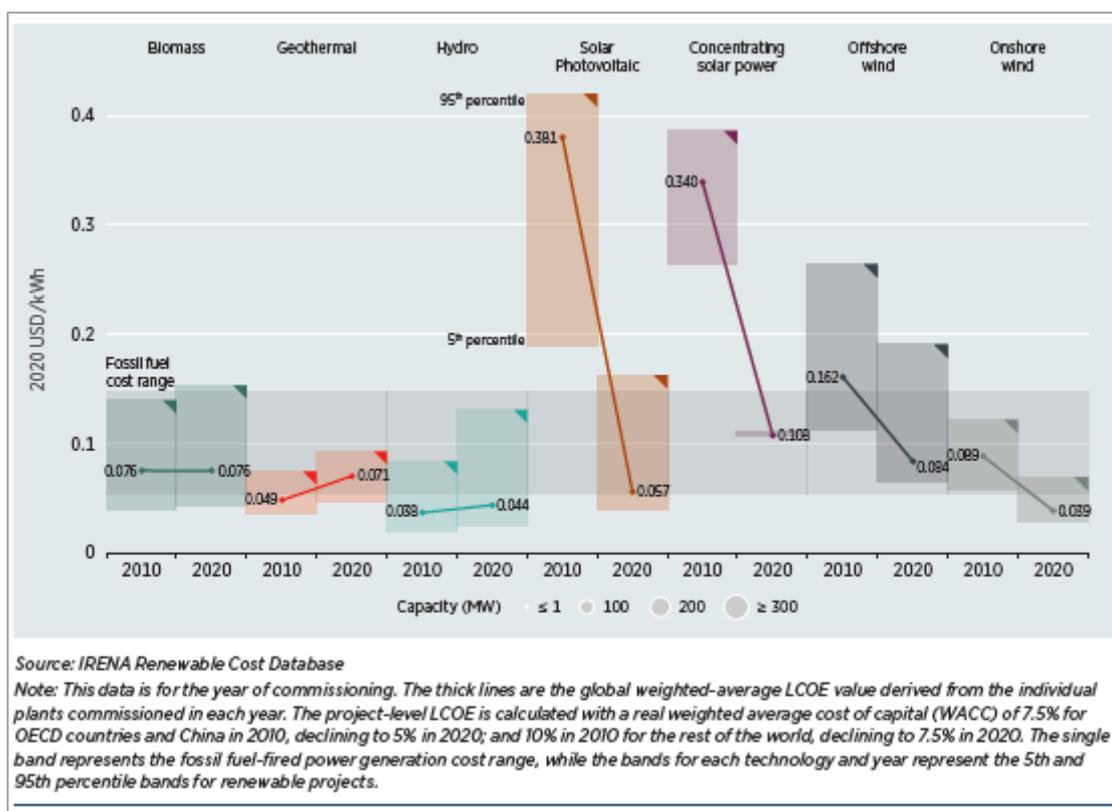
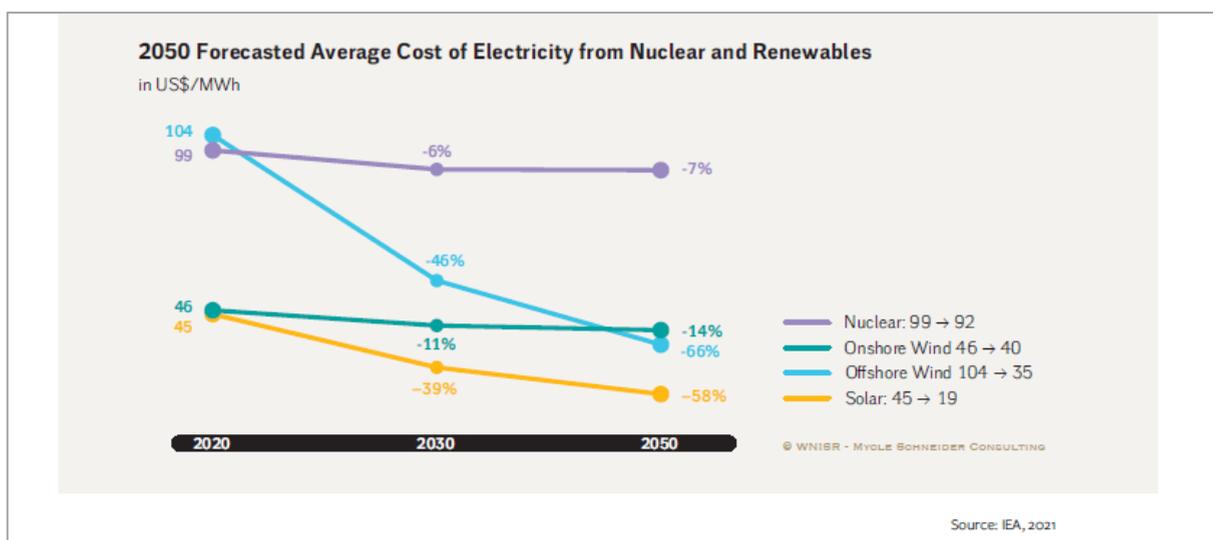


Abbildung 7: Entwicklung Stromgestehungspreise von 2010 bis 2020²⁸

28 IRENA (International Renewable Energy Agency) (2021), Renewable Power Generation Costs in 2030, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf, S. 13.

Abbildung 8: Stromgestehungspreise Entwicklung bis 2050²⁹

Auch bei der **Windenergie** sinken die Preise von 2009 bis 2021. Die Unterscheidung bei der Windenergie in on- und offshore Windenergie ist im Hinblick auf die Kostenentwicklung bedeutend. Die IEA-Studie prognostiziert einen weiteren Abfall der Kosten bis 2050 für offshore Windenergie um 66%, von 104 \$/MWh auf 35 \$/MWh (siehe Abbildung 8). Die Kosten für onshore Windenergie sind bereits sehr viel niedriger im Vergleich zu den Kosten für offshore Windenergie. Bis 2050 wird ein Rückgang der Kosten um 14% prognostiziert. Betrachtet man die Kosten der Vergangenheit von 2010 bis 2019, ist bereits ein Rückgang zu verzeichnen (siehe Abbildung 6).

3. Umwelt- und Entsorgungskosten

3.1. Übersicht

Neben den Stromgestehungskosten fallen für den Rückbau der Kraftwerke und die mögliche Entsorgung von Reststoffen sowie mögliche Renaturierungen weitere Kosten an. Diese sind oft nur schwer zu beziffern und müssen daher geschätzt werden. Die Höhe der Kosten unterscheidet sich je nach verwendetem Energieträger.

Abbildung 9 zeigt die vom FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft) berechneten externen Kosten und Subventionshöhen der einzelnen Energieträger, die teilweise die LCOE um ein vielfaches übersteigen.

29 World nuclear Industry Status Report (2021), Figure 45, https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/45_figure_45_nuke_world_costs_iea.pdf.

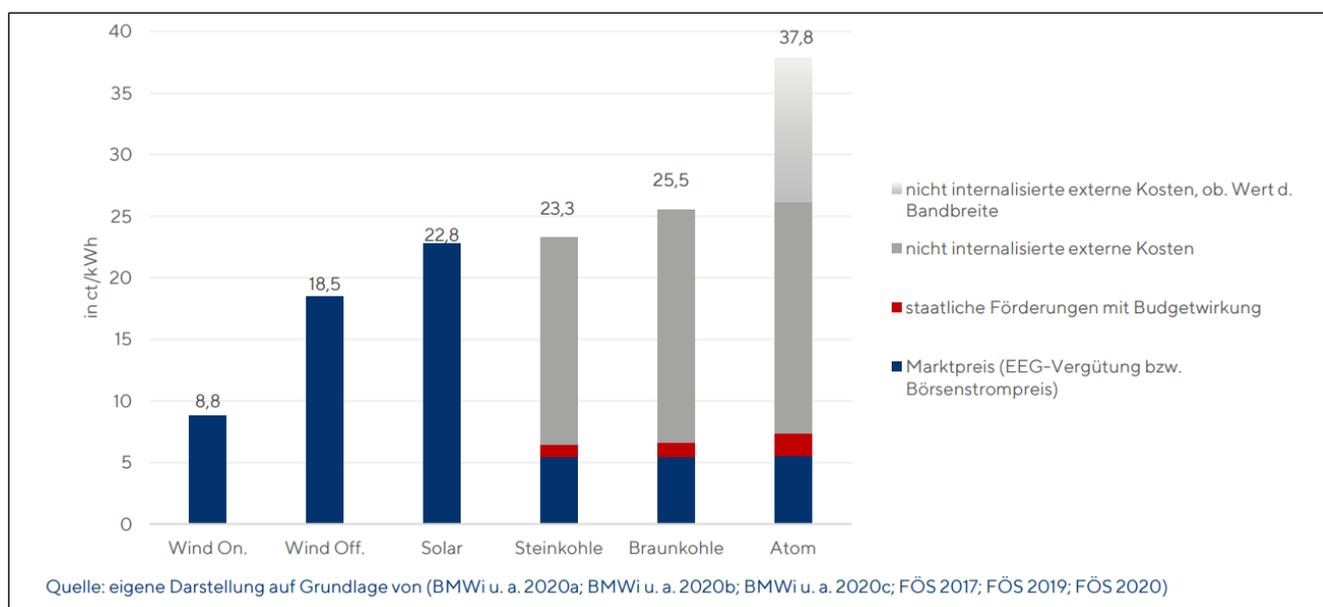


Abbildung 9: Gesamtgesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung im Jahr 2021 im Vergleich³⁰

Auch das Umweltbundesamt hat die Umweltkosten der Stromerzeugung untersucht und die verschiedenen Energieerzeugungsarten gegenübergestellt. Dabei wurden verschiedene **Luftschadstoffe** zusammengefasst, deren Folgekosten nicht im Einzelnen bezifferbar sind. Daneben wurden die durch **Treibhausgase** entstehenden Kosten mit zwei verschiedenen Kostensätzen berechnet, die das Umweltbundesamt zum Ausgleich der klimawandelverursachten Wohlfahrtseinbußen veranschlagt (vgl. Abbildung 10):

30 FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2021), Gesellschaftliche Kosten von Kohlestrom heute bis zu dreimal so teuer wie Kosten von Strom aus erneuerbaren Energien, https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Factsheet_Kostenvergleich_Kohle_EE.pdf, S. 4.

Umweltkosten der Stromerzeugung					
Stromerzeugung durch	Luftschadstoffe	Treibhausgase	Treibhausgase	Umweltkosten gesamt	Umweltkosten gesamt
		(195€ / t CO ₂ 30)	(680€ / t CO ₂ 30)	(195€ / t CO ₂ 30)	(680€ / t CO ₂ 30)
Eurocent ₂₀₂₀ pro Kilowattstunde _{elektrisch}					
Fossile Energien					
Braunkohle	2,05	20,65	71,56	22,70	73,61
Steinkohle	1,68	18,82	66,91	20,50	68,59
Erdgas	0,87	8,51	29,48	9,38	30,34
Öl	5,18	16,56	57,41	21,74	62,60
Erneuerbare Energien					
Wasserkraft	0,06	0,26	0,91	0,33	0,97
Windenergie*	0,11	0,20	4,67	0,30	0,79
Photovoltaik	0,43	1,35	16,77	1,78	5,09
Biomasse**	3,94	4,84	7,71	8,78	20,71

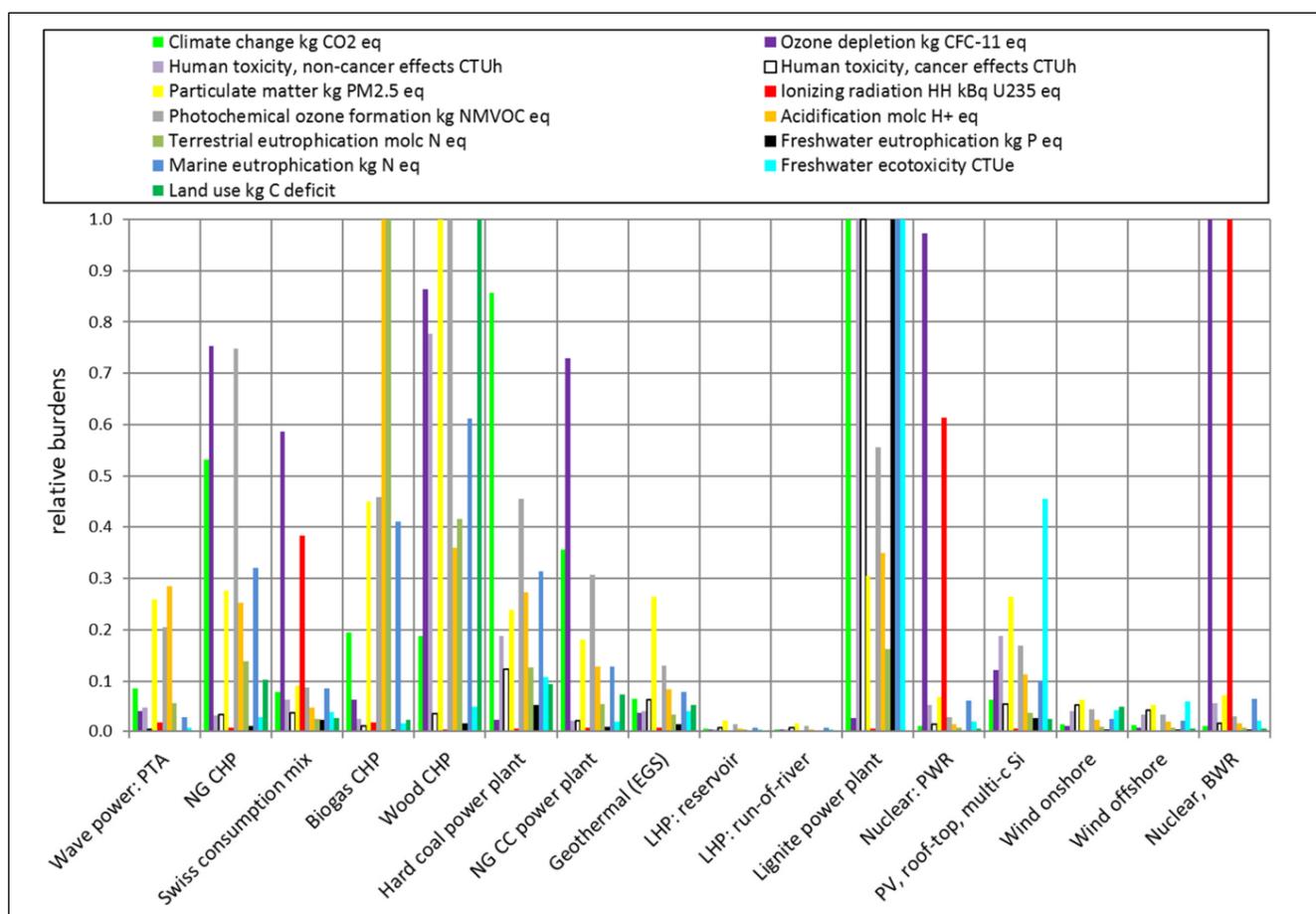
* Nach Erzeugungsanteilen gewichteter Durchschnittswert aus onshore und offshore Windenergie;
** Nach Erzeugungsanteilen gewichteter Durchschnittswert für Biomasse gasförmig, flüssig und fest

Quelle: Umweltbundesamt 2020, Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze

Abbildung 10: Umweltkosten der Stromerzeugung³¹

Die entstehenden **(Luft-)Schadstoffe** lassen sich noch weiter **aufschlüsseln**. Eine Übersicht über die lebenszyklusbezogenen Umweltbelastungen bei der Stromerzeugung einzelner Energieerzeugungstechnologien geben Bauer et al. (2019) und setzen die Auswirkungen unterschiedlichen Belastungskategorien ins Verhältnis zu den einzelnen Erzeugungstechnologien (siehe Abbildung 11):

31 Umweltbundesamt (2021), Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen>.



Abkürzungen: PTA = point absorber; NG = natural gas; CHP = combined heat and power; CC = combined cycle; EGS = enhanced geothermal systems; LHP = large hydropower; PWR = pressurized water reactor; BWR = boiling water reactor.

Abbildung 11: Relative Umweltbelastung im Lebenszyklus verschiedener Stromerzeugungstechnologien³²

3.2. Gas

Bei der Stromerzeugung aus Gas fallen zusätzliche Kosten für weitere aus der Produktion entstehende Umweltschäden an. Diese liegen laut Umweltbundesamt bei Erdgas bei **0,87 Cent/kWh** für

32 Bauer et al. (2019), Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies, <https://www.dora.lib4ri.ch/psi/islandora/object/psi%3A26494>, S. 65.

entstehende Luftschadstoffe (etwa Stickoxide, Feinstaub oder Sulfurdioxid)³³ und **8,51 Cent/kWh** für emittierte Treibhausgase (vgl. obige Abbildung 10).³⁴

3.3. Steinkohle

Bei Stromerzeugung aus Steinkohle fallen verschiedene Folgekosten an, etwa für die Abdichtung von Bergehalden, Grundwasserreinigung und -haltung sowie die Beseitigung von weiteren Folgeschäden des Bergbaus, etwa in Folge von Bergsenkungen.³⁵

Weiterhin fallen bei der Steinkohleverstromung Kosten für emissionsbedingt entstehende Umweltschäden an. Diese liegen nach Berechnungen des Umweltbundesamtes bei **1,68 Cent/kWh** für entstehende Luftschadstoffe und **18,82 Cent/kWh** für emittierte Treibhausgase (vgl. obige Abbildung 10).³⁶

Das Umweltbundesamt taxierte die Umweltkosten in Deutschland durch Treibhausgase und Luftschadstoffe, die die Stromerzeugung durch Steinkohlekraftwerke freisetzt, im Jahr 2019 auf etwa **11,6 Mrd. EUR**.³⁷

3.4. Braunkohle

Die Braunkohlegewinnung als Vorstufe zur Verstromung geht mit verschiedenen Folgen für die Umwelt einher. So führt der Tagebau zur Zerstörung des natürlichen Grundwasserhaushalts, was wiederum Auswirkungen auf Trinkwasserbrunnen, Feuchtgebiete und diverse hiervon abhängige Pflanzen- und Tierarten hat. Auch eine sogenannte Verockerung, also eine erhöhte Gewässerbelastung mit Eisenhydroxid und Sulfat, ist als Folge zu beobachten, was wiederum Flora und Fauna, aber auch den Tourismus in den betroffenen Regionen beeinträchtigt.³⁸

33 Lütkehaus (2019), Quantifizierung lokaler externer Effekte fossiler Kraftwerke, https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.694960.de/diw_sp1056.pdf, S. 6.

34 Unter Zugrundelegung von angenommenen externen Folgekosten in Höhe von 195 €/t CO₂, vgl. Umweltbundesamt (2021), Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen>.

35 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 36.

36 Unter Zugrundelegung von angenommenen externen Folgekosten in Höhe von 195 €/t CO₂, vgl. Umweltbundesamt (2021), Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen>.

37 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 37.

38 Ebd., S. 38.

Andererseits können die betroffenen Abbauflächen – anders als bei der Steinkohle – wieder nutzbar gemacht werden. So wurden etwa für die Beseitigung von Altlasten aus dem Braunkohleabbau in der DDR für Jahre 2018-2022 Bundes- und Landesmittel in Höhe von **1,21 Mrd. EUR** bereitgestellt.³⁹

Die Verantwortung für die Beseitigung von Folgeschäden durch den Braunkohletagebau tragen nach § 55 Bundesberggesetz die tagebaubetreibenden Unternehmen. Hierbei sind u.a. folgende Maßnahmen zu ergreifen:

„Herstellung der geotechnischen und öffentlichen Sicherheit (z.B. Sicherung von Tagebaurestlochböschungen); Rückbau der nicht mehr benötigten Anlagen und Ausrüstungen (z.B. Abbruch von Industrieanlagen und Demontage/Verschrottung von Geräten); Sicherung/Beseitigung von ökologischen Altlasten (z.B. durch Sanierung von Altlastverdachtsflächen); Herstellung eines sich weitestgehend selbst regulierenden Wasserhaushaltes (z.B. Ausgleich des Grundwasserdefizits, Flutung von Tagebaurestlöchern und Gewährleistung einer ordnungsgemäßen Wasserqualität); Rekultivierung der in Anspruch genommenen Flächen (z.B. zur forst- oder landwirtschaftlichen Nutzung); Schaffung von Voraussetzungen für eine in der Regionalplanung festgeschriebene Folgenutzung“⁴⁰

Weiterhin fallen bei der Braunkohleverstromung Kosten für emissionsbedingte Umweltschäden an. Diese liegen nach Berechnungen des Umweltbundesamtes bei **2,05 Cent/kWh** für entstehende Luftschadstoffe und **20,65 Cent/kWh** für emittierte Treibhausgase (vgl. Abbildung 10).⁴¹

3.5. Kernenergie

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften der Kernverschmelzung und der dabei entstehenden Strahlung fallen bei der Kernenergie besondere Gestehungskosten und externe Kosten an. Dies spiegelt sich wider im Bau der Kernkraftwerke und in den übrigbleibenden atomaren Abfällen des Energiegewinnungsprozesses.

39 Ebd., S. 38.

40 Schäuble (2018), Folgekosten der Braunkohle – wer zahlt?, IASS Discussion Paper, <http://doi.org/10.2312/iass.2018.022>, S. 4.

41 Unter Zugrundelegung von angenommenen externen Folgekosten in Höhe von 195 €/ t CO₂, vgl. Umweltbundesamt (2021), Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen>.

3.5.1. Externe Kosten und Umweltschäden

Eine exakte Bezifferung der Folgekosten der Kernenergie ist nur schwer möglich, da diese je nach Studie stark schwanken.⁴² Es wird aber davon ausgegangen, dass die Folgekosten mindestens so hoch liegen wie bei der Braunkohle.⁴³

Die Schwierigkeit bei der Berechnung externer Kosten der Energieträger beruht auf den Annahmen der tatsächlichen Umweltschäden, insbesondere: Wo/bei wem treten diese Schäden auf, wie hoch sind die Schäden, und – vor allem bei Kernenergie relevant – wie wahrscheinlich ist es, dass diese Schäden (z.B. durch einen **potentiellen GAU** oder durch Zwischenfälle bei der Endlagerung) entstehen? Die Europäische Umweltagentur führt hierzu aus:

„The external costs from nuclear have to be treated with caution, as only parts of the externalities are included. The costs reflect to a large extent the small amount of emissions of CO₂ and air pollutants, radioactive emissions (primarily from downstream radioactive emissions from mine tailings along with a minor portion from operation of the plant itself). A key issue is related to the treatment of potential damage from nuclear accidents:

- In 2005, ExternE ‘Externalities of Energy’, Methodology 2005 Update <http://www.externe.info/brussels/methup05a.pdf> concluded that radiological impacts from emissions during power plant operation and final disposal were found to be only of minor importance for the overall results from the nuclear fuel cycle. In fact, the methodology to evaluate impacts due to accidents was risk-based (risk, being defined as the probability of accident multiplied by the consequences resulting from that accident). The report states that ‘it is sometimes argued that, for so-called Damocles risks, i.e. risks with a very high damage and a low probability, the risk assessment of the public is not proportional to the risk. The occurrence of a very high damage should be avoided, even if the costs for the avoidance are much higher than the expectation value of the damage. However past attempts to quantify this effect have not been successful or accepted, so there is currently no accepted method on how to include risk aversion in such an analysis. Consequently it is currently not taken into account within the ExternE methodology. Research on how to assess this, for example with participatory approaches, is clearly needed’.
- No external costs for nuclear accidents are included in the estimates from ExternE-Pol (2005) due to the complexities in estimating this, however, By only

42 Vgl. hierzu bereits Wissenschaftliche Dienste, Sachstand vom 01.12.2021, WD 4 - 3000 - 097/21, WD 8 - 3000 - 097/21, <https://www.bundestag.de/resource/blob/874364/29ad18209c04cbb143f7a6463fe7a7e0/WD-4-097-21-WD-8-097-21-pdf-data.pdf> sowie die Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste vom 17.02.2022, WD 5 - 3000 - 005/22, <https://www.bundestag.de/resource/blob/887090/1867659c1d4edcc0e32cb093ab073767/WD-5-005-22-pdf-data.pdf>.

43 Focus Online (2021), Atom, Kohle, Gas, Wind, Solar: Welche Stromart uns am wenigsten kostet, https://www.focus.de/finanzen/boerse/konjunktur/preise-verglichen-atom-kohle-gas-wind-solar-welche-stromart-uns-am-wenigsten-kostet_id_11658454.html.

considering its low air pollutant and CO₂ emissions, and the level of non-accident related radioactivity, the external costs are considerably lower than fossil fuel generation, and broadly on a par with renewables.

- By contrast the RECaBs (2007) estimate used in this indicator (in addition to the other non-environmental social costs for nuclear from ExterneE-Pol) is based on earlier analysis which, broadly speaking, takes historic data on nuclear accidents more directly into the assessment of the probability of a future accident occurring (e.g. Chernobyl and Three Mile Island) and its cost (primarily from data on Chernobyl). Whilst this gives a much higher probability, and by extension a higher external damage cost, the estimate is still highly uncertain for a number of reasons (as outlined in the RECaBS^[44] supporting documentation). For example:
 - It may overestimate the probability of an accident occurring in a new state-of-the-art nuclear plant in Western Europe due to the fact that: serious deficiencies have been identified in the former USSR PWR [pressurised water reactor] design; there was a lack of a regulatory body in the former USSR and safety culture was problematic.
 - Alternatively it may underestimate the external cost due to: higher population densities (and hence impacts) in many Western European Countries; higher GDP – and hence greater economic consequences; increased threats of terrorism.

RECaBS states that the estimate of **0.25 Eurocents/kWh** also takes into account that future plants are assumed to be considerably safer than existing plants and that public anxiety about nuclear power is assigned an economic value.⁴⁵

Die externen Kosten für Strom aus Kernenergie gibt das FÖS zwischen **22,7 ct/kWh** und **34,3 ct/kWh** an, was um ein Vielfaches über den Gestehungskosten liegen würde.⁴⁶

3.5.2. Stilllegung und Atommülllagerung

Für die Kosten der **Entsorgung** des Atommülls gibt es lediglich Schätzungen. Vor allem der von mehreren eher Kernenergie-kritischen Nichtregierungsorganisationen getragene Welt-Atommüll-Bericht versucht, hierzu Daten zu sammeln und Annahmen zu treffen:⁴⁷

44 RECaBS, 2007, Renewable Energy Costs and Benefits for Society <http://www.recabs.org/>.

45 European Environment Agency (ohne Datum), EN35 External costs of electricity production, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/en35-external-costs-of-electricity-production-1/en35>, S. 3-4.

46 FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2021), Gesellschaftliche Kosten von Kohlestrom heute bis zu dreimal so teuer wie Kosten von Strom aus erneuerbaren Energien, <https://foes.de/publikationen/2021/2021-09-FOES-Factsheet-Kostenvergleich-Kohle-EE.pdf>, S. 3.

47 Der Welt-Atommüll-Bericht – Fokus Europa (2020), <https://worldnuclearwastereport.org/wp-content/themes/wnwr-theme/content/WNWR-Report-deutsche-Fassung-2209.pdf>.

„Im Jahre 2015 hat eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft im Namen der deutschen Regierung die Kosten für die Stilllegung und das Management der radioaktiven Abfälle für die 23 kommerziellen Atomkraftwerke auf diskontierte € 47,5 Milliarden geschätzt. Dies beinhaltet:

- € 19,7 Milliarden für Stilllegung und Abriss,
- € 9,9 Milliarden für Behälter, Transport und Betriebsabfälle,
- € 5,8 Milliarden für Zwischenlagerung,
- € 3,7 Milliarden für ein Endlager für Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung und € 8,3 Milliarden für ein Endlager für wärmeentwickelnde Abfälle.“⁴⁸

Der Welt-Atommüll-Bericht geht detailliert auf die Stilllegungskosten (Seite 92 ff.), auf die Zwischenlagerungskosten (Seite 97 f.) und auf die Endlagerungskosten (Seite 94 f.) ein. Zudem finden sich dort auch Daten zu den Abfallmengen (Seite 121 ff.).

Für die Kosten der **Endlagerung** liegen derzeit lediglich Schätzungen vor:

„In Deutschland werden die diskontierten Kosten für eine Endlagerung für die 27.000 m³ von überwiegend abgebrannten Kernbrennstoffen auf ungefähr € 8,3 Milliarden geschätzt; die nicht-diskontierten Kosten belaufen sich auf € 51 Milliarden.“⁴⁹

Die Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs hat sich wie folgt geäußert:

„Die Kosten für die Entsorgung werden in Preisen von 2014 auf 47,5 Mrd. € geschätzt. In diesen Kostenschätzung nicht enthalten sind geschätzte zusätzliche Kosten für einen vollständigen Rückbau von 400 Mio. € sowie 900 Mio. € Entsorgungskosten für nicht abgebrannte Brennelemente.“⁵⁰

3.6. Erneuerbaren Energien

Die nicht-internalisierten Umweltkosten der erneuerbaren Energien fallen um ein Vielfaches geringer aus als bei fossilen Brennstoffen (vgl. Abbildung 10). So liegen die Umweltkosten bei

48 Ebd., S. 126.

49 Ebd., S. 94.

50 Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (2016), Abschlussbericht, S. 6 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bericht-der-expertenkommission-kernenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=11.

Windenergieerzeugung nach Berechnungen des Umweltbundesamtes bei insgesamt **0,33 Cent/kWh** (vgl. Abbildung 10).⁵¹

4. CO₂-Bepreisung

4.1. Übersicht

Ein weiterer Kostenfaktor ist die CO₂-Bepreisung. Das Instrument des CO₂-Preises dient dazu, externe Kosten der CO₂-Freisetzung, also etwa Umwelt- oder Gesundheitsschäden, zu internalisieren:

„Bei der CO₂-Bepreisung handelt es sich um eine regulatorische Maßnahme, welche CO₂-Emissionen verbietet und von diesem Verbot unter der Voraussetzung des Erwerbs von Emissionszertifikaten eine Ausnahme vorsieht. [...] Anders als Steuereinnahmen fließen die Einnahmen nicht in den Staatshaushalt zur allgemeinen Erfüllung öffentlicher Aufgaben.“⁵²

„Internationale Institutionen [Anm.: Verweis auf IMF, OECD und IEA] weisen darauf hin, dass eine angemessene Bepreisung von CO₂-Emissionen die Klimaziele unterstützt und ein effizientes Instrument zur Verringerung von Emissionen sein kann. Das heißt auch, dass Verursacher für die Kosten zahlen, die der Gesellschaft durch die Emissionen aufgrund der Energienutzung auferlegt werden. Die Bepreisung von CO₂-Emissionen kann über explizite CO₂- und Verbrauchssteuern (für die ein implizites CO₂-Steueräquivalent berechnet werden kann) oder über ein Emissionshandelssystem wie das EU-EHS erfolgen.“⁵³

Für die bei der Stromerzeugung entstehenden CO₂-Emissionen müssen die Erzeuger Berechtigungen erwerben.⁵⁴ Dem Handel mit CO₂-Zertifikaten liegen sowohl ein nationales (nationales Emissionshandelssystem, nEHS) als auch ein europäisches System (Europäischer Emissionshandel, EU-ETS) zugrunde. Auf der Internetseite der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) wird der Unterschied erläutert:

51 Unter Zugrundelegung von angenommenen externen Folgekosten in Höhe von 195 €/ t CO₂, vgl. Umweltbundesamt (2021), Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen>.

52 Wissenschaftliche Dienste (2021), Lenkende Umweltabgaben: Verhältnis zwischen Lenkungswirkung und Einnahmefunktion unter besonderer Berücksichtigung von CO₂-Bepreisung und Emissionshandel, WD 4 - 3000 - 097/21, WD 8 - 3000 - 097/21, <https://www.bundestag.de/resource/blob/874364/29ad18209c04cbb143f7a6463fe7a7e0/WD-4-097-21-WD-8-097-21-pdf-data.pdf>, S. 13.

53 Europäischer Rechnungshof (2022), Analyse 01/2022: Energiebesteuerung, CO₂-Bepreisung und Energiesubventionen, https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/RW22_01/RW_Energy_taxation_DE.pdf, S. 18 f.

54 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 42.

„Der Europäische Emissionshandel setzt dort an, wo die Emissionen in Industrie, in Kraftwerken und im Flugverkehr entstehen. Anlagenbetreiber oder Luftfahrtgesellschaften müssen Zertifikate für die Emissionen erwerben, die sie verursachen (sogenannter ‚Downstream‘-Emissionshandel). Das nationale Emissionshandelssystem hat einen anderen Ausgangspunkt: Es verpflichtet die Inverkehrbringer von Brennstoffen zum Erwerb von Verschmutzungsrechten in Form von Zertifikaten (sogenannter ‚Upstream‘-Emissionshandel). Sie zahlen also für die Emissionen, die durch das spätere Verbrennen der Brennstoffe entstehen.

Die verschiedenen Ansatzpunkte der beiden Systeme erklären sich durch die einbezogenen Sektoren. Die Sektoren Verkehr und Wärme umfassen sehr viele Emittenten, zum Beispiel Autofahrer und Hausbesitzer, deren Heizungen fossile Brennstoffe benötigen. Damit diese Personen nicht alle direkt am nationalen Emissionshandel teilnehmen müssen, werden die Inverkehrbringer zur Teilnahme verpflichtet. Sie geben die Mehrkosten dann an die Verbraucher*innen weiter.

Der Europäische Emissionshandel hat im Vergleich viel weniger Akteure, die deshalb direkt teilnehmen. Einige Unternehmen werden aufgrund ihrer Handlungsfelder von beiden Emissionshandelssystemen erfasst. Für diesen Fall gibt es zwei Mechanismen, die eine Doppelbelastung ausschließen. Inverkehrbringen können beim Verkauf von Brennstoffen an Unternehmen, die bereits vom EU-ETS erfasst sind, ihre Abgabeverpflichtungen reduzieren. Damit entfallen die CO₂-Kosten der Brennstoffmengen für diese Anlagen. Als weitere Option können Unternehmen, die von beiden Systemen erfasst werden, einen Ausgleich bei der DEHSt beantragen.“

Rechtliche Grundlage des nationalen Emissionshandels ist das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG)⁵⁵, welches am 20. Dezember 2019 in Kraft getreten ist. Zweck des Handels mit Zertifikaten für Emissionen aus Brennstoffen ist es, für eine Bepreisung dieser Emissionen zu sorgen. Damit soll ein Beitrag dazu geleistet werden, die CO₂-Emissionen zu verringern und die Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland zu erreichen (§ 1 BEHG).⁵⁶

Die Veräußerung der Zertifikate durch die zuständige Behörde erfolgt bis Ende 2026 zum Festpreis. Der gesetzlich festgelegte Emissionspreis beträgt seit dem 1. Januar 2021 **25 € pro Tonne**

55 Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG) vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3.11.2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist.

56 Wissenschaftliche Dienste (2021), Lenkende Umweltabgaben: Verhältnis zwischen Lenkungswirkung und Einnahmefunktion unter besonderer Berücksichtigung von CO₂-Bepreisung und Emissionshandel, WD 4 - 3000 - 097/21, WD 8 - 3000 - 097/21, <https://www.bundestag.de/resource/blob/874364/29ad18209c04cbb143f7a6463fe7a7e0/WD-4-097-21-WD-8-097-21-pdf-data.pdf>, S. 13.

CO₂. Bis 2026 soll dieser Preis schrittweise auf **55 €/t CO₂** steigen; anschließend soll eine Preisbildung über Auktionen erfolgen (§ 10 Abs. 1, 2 BEHG).⁵⁷

Die EU-ETS-CO₂-Zertifikate werden in der Regel an Börsen gehandelt, etwa an der European Energy Exchange (EEX). Im Jahr 2022 betrug der durchschnittliche Zertifikatspreis für die Emission **einer Tonne CO₂ 82,93 €** (Stand: 27.07.2022) (vgl. obige Abbildung 12).⁵⁸

Gehandelt werden Berechtigungen für zukünftige Zertifikate:

„Die Marktentwicklungen des Emissionshandels werden über die EU Emissionsberechtigungen (EU emission allowance, EUA) für das Jahr 2023 abgebildet. Der Preis stellt dabei den Preis für die Berechtigung dar, eine Tonne CO₂ in der 4. Handelsperiode des EU ETS zu emittieren. Die 4. Handelsperiode erstreckt sich über die Jahre 2021 bis 2030. Eine für das Jahr 2023 gehandelte Emissionsberechtigung, die nicht genutzt wird, wird nach Ablauf des Fälligkeitsdatums im Dezember 2023 automatisch in das nächstfällige Future (Jahr 2024) übertragen.“⁵⁹

Ogleich eine deutliche Preissteigerungstendenz erkennbar ist (vgl. Abbildung 12), hängen Entwicklung und die konjunkturellen Effekte vom Verhalten verschiedener Marktteilnehmer ab, weshalb eine Prognose schwierig ist. Als Gründe für die Preisentwicklung werden angeführt:

- Stärkere Nutzung von Kohle als Energieträger, für die Zertifikate gebraucht werden (höhere Nachfrage);
- planmäßige Verknappung der Zertifikate durch die EU-Kommission.⁶⁰

57 Der Zeitraum mit festgesetzten Preissteigerungen wurden mit Gesetz vom 20.10.2022 um jeweils ein Jahr nach hinten verschoben, vgl. <https://dip.bundestag.de/vorgang/zweites-gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-brennstoffemissionshandelsgesetzes/290332>.

58 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2022), Entwicklungen in der deutschen Stromwirtschaft – 1. Halbjahr 2022, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/08/AGEB-Tagung-Juli-2022_Strom.pdf, Folie 22.

59 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2022), <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/entwicklung-der-energie-und-co2-preise-2022/>.

60 Driftschröer (2022), Die gefährliche Preisexplosion der CO₂-Zertifikate, Manager Magazin (30.8.2022), <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/co2-zertifikate-die-gefaehrliche-preisexplosion-im-europaeischen-emissionshandel-a-900a28b4-6f79-42dd-9b3f-fb4cf935221d>.

Abbildung 12: Preisentwicklung der CO₂-Emissionszertifikate⁶¹

Welche weiteren Entwicklungen und Konjunkturreffekte entstehen, ist nicht sicher. In offenen Quellen finden sich kaum erschöpfende Analysen. Gleichwohl sind die folgenden Aspekte ersichtlich:

- Die energieintensive Industrie bekommt ihre Zertifikate noch zum guten Teil kostenlos zugeteilt, ist aber indirekt über den bezogenen Strom an den Kosten beteiligt.
- Möglicherweise lohnt sich die Drosselung von Produktion zugunsten des Verkaufs eigener Zertifikate um die Liquidität zu verbessern.⁶²
- Fraglich ist ein möglicher Eingriff der EU-Kommission in den Markt zur Vermeidung weiterer Preissteigerungen und deren Effekte.⁶³

61 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2022), Entwicklungen in der deutschen Stromwirtschaft – 1. Halbjahr 2022, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/08/AGEB-Tagung-Juli-2022_Strom.pdf, Folie 22.

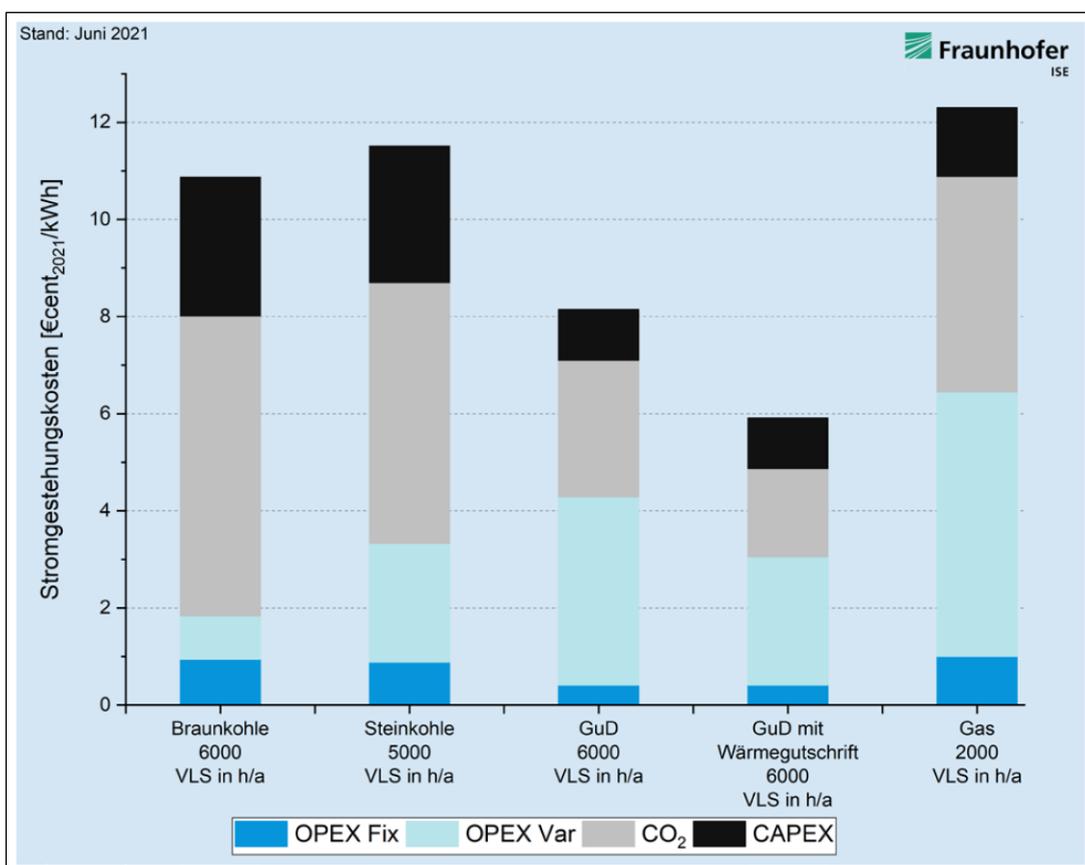
62 Driftschröder (2022), Die gefährliche Preisexplosion der CO₂-Zertifikate, Manager Magazin (30.8.2022), <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/co2-zertifikate-die-gefaehrliche-preisexplosion-im-europaeischen-emissionshandel-a-900a28b4-6f79-42dd-9b3f-fb4cf935221d>.

63 Ebd.

Nach Berechnungen der OECD bedürfte es eines CO₂-Preises von mindestens 60 € pro Tonne für das Jahr 2020 und 120 € pro Tonne für das Jahr 2030, um die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens einschließlich der Dekarbonisierung bis zur Mitte des Jahrhunderts zu erreichen und die sozialen Kosten auszugleichen.⁶⁴

Darüber hinaus weist der Europäische Rechnungshof darauf hin, dass die kostenlose Zuteilung von EHS-Zertifikaten an den Stromerzeugungssektor zu einer Verlangsamung bei der Übernahme von Technologien mit geringeren CO₂-Emissionen führt und daher auch als Subvention für fossile Brennstoffe angesehen werden kann.⁶⁵

Der Anteil der Zertifikatskosten an den gesamten Stromgestehungskosten unterscheidet sich je nach Brennstoff (vgl. Abbildung 13):



64 OECD (2021), Effective Carbon Rates 2021, <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/effective-carbon-rates-2021-0e8e24f5-en.htm>, S. 16; Europäischer Rechnungshof (2022), Analyse 01/2022: Energiebesteuerung, CO₂-Bepreisung und Energiesubventionen, https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/RW22_01/RW_Energy_taxation_DE.pdf, S. 21.

65 Europäischer Rechnungshof (2022), Analyse 01/2022: Energiebesteuerung, CO₂-Bepreisung und Energiesubventionen, https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/RW22_01/RW_Energy_taxation_DE.pdf, S. 30.

Abkürzungen: OPEX Fix = fixe Betriebskosten, OPEX Var = variable Betriebskosten, CO₂ = CO₂-Zertifikatskosten, CAPEX = Kosten für den Bau der Anlage

Abbildung 13: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2021 mit unteren CO₂-Zertifikatspreisen sowie spezifischen Investitionen⁶⁶

4.2. Gas

Das BEHG erfasst seit seiner Einführung im Jahr 2021 neben Benzin, Diesel und Heizöl auch Erd- und Flüssiggas, sodass Inverkehrbringer von Gas entsprechende Zertifikate über das nEHS erwerben müssen.⁶⁷

Bei Gaskraftwerken machen CO₂-Zertifikate nach dem Gaspreis den zweitgrößten Kostenfaktor aus.⁶⁸

Im Jahr 2021 haben die deutschen Gaskraftwerke 33 Mio. t CO₂ emittiert.⁶⁹

Bei der Verstromung von Erdgas fallen CO₂-Emissionen in Höhe von 440g/kWh an.⁷⁰

4.3. Steinkohle

Der Brennstoff Steinkohle wird vom Anwendungsbereich des BEHG erfasst. Eine Teilnahme am nEHS erfolgt für die Inverkehrbringer von Steinkohle jedoch erst ab dem Jahr 2023.⁷¹

66 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, S. 26.

67 Deutsche Emissionshandelsstelle (ohne Datum), https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html.

68 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, S. 26.

69 Umweltbundesamt (2022), Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>, S. 30.

70 Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) (2021), Strom- und Gaskennzeichnungsbericht für das Prüfungsjahr 2020, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control_Stromkennzeichnungsbericht_2021.pdf, S. 22.

71 Deutsche Emissionshandelsstelle (ohne Datum), Nationalen Emissionshandel verstehen, https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html.

Im Jahr 2021 wurden bei der Stromerzeugung durch Steinkohle CO₂-Emissionen in Höhe von 41 Mio. t CO₂ erzeugt.⁷²

4.4. Braunkohle

Der Brennstoff Braunkohle wird vom Anwendungsbereich des BEHG erfasst. Eine Teilnahme am nEHS erfolgt für die Inverkehrbringer von Braunkohle jedoch erst ab dem Jahr 2023.⁷³

Bei Kohlekraftwerken haben CO₂-Zertifikate den höchsten Kostenanteil.⁷⁴ Im Jahr 2021 wurde über den Emissionshandel ein Anteil von **2,70 Cent/kWh** der externen Kosten der Stromerzeugung mit Kohle internalisiert.⁷⁵

Im Jahr 2021 wurden bei der Stromerzeugung durch Braunkohle CO₂-Emissionen in Höhe von 113 Mio. t CO₂ erzeugt.⁷⁶

4.5. Kernenergie

Auch bei der der Stromerzeugung aus Kernenergie fallen CO₂-Emissionen an, insbesondere beim Bau, Betrieb und Rückbau sowie der Herstellung der Brennelemente. Diese Emissionen liegen einer Metastudie zufolge bei etwa 66 g/kWh.⁷⁷

Jedoch sind die für die Gewinnung von Kernenergie notwendigen Brennstoffe – üblicherweise angereichertes Uran – nicht vom Anwendungsbereich des BEHG erfasst, sodass die Inverkehrbringer nicht am nEHS teilnehmen.

72 Umweltbundesamt (2022), Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>, S. 30.

73 Deutsche Emissionshandelsstelle (ohne Datum), Nationalen Emissionshandel verstehen, https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html.

74 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, S. 26.

75 Grundlage ist ein durchschnittlicher Zertifikatspreis von 45 €/t CO₂; bei einer Erhöhung des Zertifikatspreises um einen Euro wird eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 0,06 Cent/kWh angenommen, vgl. FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2021), Gesellschaftliche Kosten von Kohlestrom heute bis zu dreimal so teuer wie Kosten von Strom aus erneuerbaren Energien, https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Factsheet_Kostenvergleich_Kohle_EE.pdf, S. 3.

76 Umweltbundesamt (2022), Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>, S. 30.

77 Wealer, B. et al., Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW) (2019), Zu teuer und gefährlich: Atomkraft ist keine Option für eine klimafreundliche Energieversorgung, DIW Wochenbericht Nr. 30 (2019), DOI: https://doi.org/10.18723/diw_wb:2019-30-1, S. 519.

Da bei der Stromproduktion durch Kernenergie zumindest unmittelbar kein CO₂ freigesetzt wird,⁷⁸ ist für die Betreiber zudem keine Teilnahme am EU-ETS erforderlich.

4.6. Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energieträger werden nicht vom Anwendungsbereich des BEHG erfasst, sodass die Inverkehrbringer nicht am nEHS teilnehmen.

Da die Stromproduktion mithilfe erneuerbarer Energieträger weitgehend emissionsfrei ist,⁷⁹ ist für die Betreiber ebenfalls keine Teilnahme am EU-ETS erforderlich.

5. Subventionen

5.1. Übersicht

Der Begriff „Subvention“ hat – je nach Kontext – eine Vielzahl von Bedeutungen. Eine Übersicht zu ausgewählten Subventionsbegriffen findet sich in der Publikation „Umweltschädliche Subventionen in Deutschland“ des Umweltbundesamtes.⁸⁰ Insoweit ist bei den folgenden Zahlen zu beachten, dass jeder Quelle implizit oder explizit ein bestimmter Subventionsbegriff zugrunde liegt, z. B.:

„Für Energieerzeugnisse, die zur Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen verwendet werden, kann eine Entlastung bei der Energiesteuer beantragt werden. Bei Kohle ist dabei sogar eine vollständige Steuerbefreiung möglich. Als Subventionszweck wird im Subventionsbericht der Bundesregierung die Vermeidung der Doppelbesteuerung bei der Stromerzeugung ausgewiesen. Im Jahr 2018 betrug der Subventionsumfang aufgrund dieser Begünstigung 2.003 Mio. EUR.“⁸¹

Im Jahr 2022 werden die Subventionen in Form von Steuermindereinnahmen durch die Energiesteuerbegünstigung nach §§ 37, 53 Energiesteuergesetz (EnergieStG) voraussichtlich **1,465 Mrd.**

78 Vgl. Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste vom 10.08.2006, WD 5 - 3000 - 131/06, <https://www.bundestag.de/resource/blob/435208/195507506cec0befc78beaef0c8c3895/WD-5-131-06-pdf-data.pdf>, S. 15.

79 Vgl. Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste vom 10.08.2006, WD 5 - 3000 - 131/06, <https://www.bundestag.de/resource/blob/435208/195507506cec0befc78beaef0c8c3895/WD-5-131-06-pdf-data.pdf>, S. 11.

80 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 17 f.

81 Ebd., S. 35.

EUR betragen.⁸² In den Jahren 2020 und 2021 betragen die Subventionen **1,588 Mrd. EUR** (2020) bzw. **1,527 Mrd. EUR** (2021).⁸³

Die staatliche Subventionierung fossiler Energieträger ist umstritten:

„Im Jahr 2009 forderten die G20, die Subventionierung fossiler Energieträger bis 2020 auslaufen zu lassen. Die EU und einige ihrer Mitgliedstaaten haben sich dazu verpflichtet, die ineffiziente Subventionierung fossiler Brennstoffe bis 2025 einzustellen.“⁸⁴

„In ihrer Bewertung der nationalen Energie- und Klimapläne schlussfolgert die Kommission, dass Subventionen für fossile Brennstoffe weiterhin ein wesentliches Hindernis für eine kosteneffiziente Energie- und Klimawende und einen funktionierenden Binnenmarkt darstellen. Drei Mitgliedstaaten (Dänemark, Italien und Portugal) haben eine umfassende Bestandsaufnahme der Subventionen für fossile Brennstoffe durchgeführt, 12 haben erklärt, dass sie an Plänen zu deren Auslaufen arbeiten würden, und sechs haben auch einen zeitlichen Rahmen hierfür vorgesehen. In ihrem Bericht über die Lage der Energieunion 2021¹⁴⁸ bekräftigte die Kommission, dass die Subventionen für fossile Brennstoffe auslaufen sollten.“

Internationale Organisationen machen regelmäßig auf die Rolle der Subventionen für fossile Brennstoffe aufmerksam. In ihren Energy Policy Reviews (2016-2021) riet die Internationale Energie-Agentur dazu, Subventionen für fossile Brennstoffe abzuschaffen und Anreize sowie Preissignale an den Klimazielen auszurichten. Die OECD hat in ihren Umweltprüfberichten und nationalen Wirtschaftsberichten gefordert, die Subventionen für fossile Brennstoffe zu senken sowie Umweltverschmutzung und Besteuerung aneinander anzugleichen.“⁸⁵

Deutschland subventioniert – anders als 15 andere EU-Mitgliedsstaaten – die erneuerbaren Energien in stärkerem Umfang als die fossilen Brennstoffe (vgl. Abbildung 14):

82 Bundesministerium der Finanzen (2021), 28. Subventionsbericht des Bundes, https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/28-subventionsbericht.html, S. 21.

83 Ebd., S. 97.

84 Europäischer Rechnungshof (2022), Analyse 01/2022: Energiebesteuerung, CO₂-Bepreisung und Energiesubventionen, https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/RW22_01/RW_Energy_taxation_DE.pdf, S. 9.

85 Ebd., S. 31.

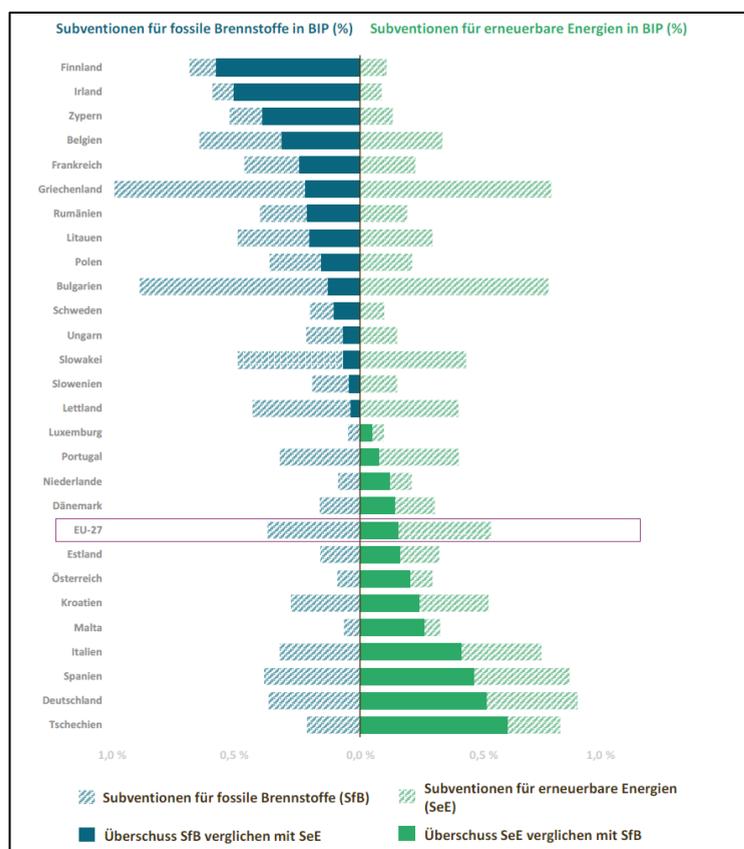


Abbildung 14: Höhe der Subventionen für fossile Brennstoffe und erneuerbare Energien im Vergleich⁸⁶

5.2. Gas

Die Verstromung von Erdgas wird staatlich subventioniert. Dies geschieht insbesondere durch die Befreiung von der Energiesteuer, welche – wie bei allen fossilen Energieträgern – bei der Verwendung von Gas als Brennstoff in ortsfesten Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt gewährt wird. Der nach Rechtsgrundlagen und Energieart aufgeschlüsselte Umfang der Steuerentlastungen wird regelmäßig vom Statistischen Bundesamt veröffentlicht.⁸⁷

86 Ebd., S. 33.

87 Statistisches Bundesamt (2021), Energiesteuerstatistik 2021, <https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/energiesteuer-2140930217004.pdf>.

Im Jahr 2013 betrug das Subventionsvolumen für Erdgas als Brennstoff zur Stromerzeugung **1,231 Mrd. EUR**. Dieser Betrag bezieht sich allein auf die Steuerbefreiung nach §§ 53, 53a, 53b Energie-StG und lässt weitere staatliche Förderungen, etwa für LNG-Terminals oder Pipelines außen vor.⁸⁸

5.3. Steinkohle

Steinkohle-Verstromung ist von der Energiesteuer befreit (s. Kap. 5.1). Der nach Rechtsgrundlagen und Energieart aufgeschlüsselte Umfang der Steuerentlastungen wird regelmäßig vom Statistischen Bundesamt veröffentlicht.⁸⁹ Im Jahr 2020 entsprach die Steuerbefreiung für die zur Energiegewinnung genutzte Kohle einem Betrag von **1,588 Mrd. EUR**.⁹⁰

Die Stromgestehung aus Steinkohle wurde zudem mittelbar durch die staatliche Subventionierung des Steinkohle-Absatzes unterstützt. Diese Subventionierung des Steinkohle-Absatzes durch Mittel des Bundes und des Landes Nordrhein-Westfalen wurde jedoch mit der Schließung der letzten beiden Steinkohle-Bergwerke im Jahr 2018 beendet. Im Jahr 2018 betrug die Subventionierung von Steinkohle aus Bundes- und Landesmitteln **1,263 Mrd. EUR**.⁹¹

Für die Jahre nach dem Ende der Steinkohleförderung sind weitere Subventionen geplant. Bis zum Jahr 2027 sollen nachschüssige Absatzhilfen sowie Anpassungsgelder und einmalige Zahlungen zur Bewältigung von Bergbaualtlasten geleistet werden.⁹²

Insgesamt wird Strom aus Steinkohle staatlich in Höhe von **1,0 ct/kWh** subventioniert.⁹³

5.4. Braunkohle

Der Energieträger Braunkohle wird auf verschiedene Weise in Deutschland subventioniert. Zunächst ist Braunkohle-Verstromung von der Energiesteuer befreit (s. Kap. 5.1). Der nach Rechtsgrundlagen und Energieart aufgeschlüsselte Umfang der Steuerentlastungen wird regelmäßig vom

88 FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2019), Staatliche Förderungen für Erdgas – Beispiele von der Infrastruktur bis zum Endverbrauch, <https://foes.de/publikationen/2019/2019-03-FOES-EWG-Erdgassubventionen.pdf>, S. 6 unter Verweis auf die Energiesteuerstatistik des Statistischen Bundesamtes.

89 Statistisches Bundesamt (2021), Energiesteuerstatistik 2021, <https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/energiesteuer-2140930217004.pdf>.

90 Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) (2022), Fossil Fuel Support DEU, https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=FFS_DEU.

91 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 35 f.

92 Ebd., S. 36.

93 FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2021), Gesellschaftliche Kosten von Kohlestrom heute bis zu dreimal so teuer wie Kosten von Strom aus erneuerbaren Energien, https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Factsheet_Kostenvergleich_Kohle_EE.pdf, S. 3.

Statistischen Bundesamt veröffentlicht.⁹⁴ Im Jahr 2020 entsprach die Steuerbefreiung für die zur Energiegewinnung genutzte Kohle einem Betrag von **1,588 Mrd. EUR**.⁹⁵

Weiterhin ist der Braunkohletagebau von der Förderabgabe für Bodenschätze nach dem Bundesberggesetz in Höhe von 10 % freigestellt. Im Jahr 2018 hat der Staat so auf Abgaben in Höhe von ca. **267 Mio. EUR** verzichtet.⁹⁶

Zudem hat die Braunkohlewirtschaft in den Bundesländern Sachsen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Niedersachsen kein Wasserentnahmeentgelt zu entrichten, was nach Berechnungen des Umweltbundesamtes einer jährlichen Subvention von etwa **20 Mio. EUR** entspricht.⁹⁷

Insgesamt wird Strom aus Braunkohle staatlich in Höhe von **1,1 ct/kWh** subventioniert.⁹⁸

Da die Braunkohleverstromung in Deutschland aufgrund des geplanten Kohleausstiegs in den kommenden Jahren mutmaßlich abnehmen wird, ist auch ein Rückgang der Subventionen zu erwarten. Für die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken hat die Bundesregierung des Braunkohlekraftwerksbetreibern jedoch im Rahmen eines öffentlich-rechtlichen Vertrags bereits Ausgleichszahlungen in Höhe von **4,35 Mrd. EUR** zugesagt.⁹⁹

5.5. Kernenergie

Die Stromerzeugung durch Kernenergie wird sowohl direkt als auch indirekt subventioniert, was deren Wirtschaftlichkeit stärkt:

„Schätzungen zufolge könnte ein nuklearer Unfall einen Schaden in Höhe von mehreren Billionen Euro verursachen. Praktisch sind nukleare Katastrophenfälle damit nicht versicherbar. Der Betreiber trägt dieses Risiko nur zu einem sehr geringen Teil, das verbleibende Risiko übernimmt der Staat (und damit die Gesellschaft), der auf diese Weise die Kernenergie implizit subventioniert. Eine Quantifizierung dieser Subvention ist äußerst

94 Statistisches Bundesamt (2021), Energiesteuerstatistik 2021, <https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/energiesteuer-2140930217004.pdf>.

95 Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) (2022), Fossil Fuel Support DEU, https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=FFS_DEU.

96 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 37 f.

97 Ebd., S. 38.

98 FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.) (2021), Gesellschaftliche Kosten von Kohlestrom heute bis zu dreimal so teuer wie Kosten von Strom aus erneuerbaren Energien, https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Factsheet_Kostenvergleich_Kohle_EE.pdf, S. 3.

99 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 39.

schwierig. Schätzungen der Begünstigung durch die begrenzte Versicherungspflicht für Kernkraftanlagen schwanken – umgerechnet auf die Stromerzeugung – zwischen **0,139 EUR/kWh und 67,3 EUR/kWh**. Hinzu kommen erhebliche finanzielle Vorteile für die Kraftwerksbetreiber durch Rückstellungen, wobei deren Höhe schwierig zu quantifizieren ist und stark von den zugrundeliegenden Annahmen abhängt.¹⁰⁰

Hinzu kommen explizite Subventionen und staatliche Unterstützungsmaßnahmen, etwa bei Forschung oder Endlagersuche, für die eine staatliche Unterstützung von bis zu **7 Mrd. EUR** für möglich gehalten werden.¹⁰¹

Eine genaue Bezifferung der jährlichen Subventionierung ist jedoch aufgrund verschiedener Faktoren und der indirekten Subventionierung kaum möglich.¹⁰²

5.6. Erneuerbare Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird in Deutschland umfassend gefördert. So betrug die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2020 ca. **30,9 Milliarden Euro**, die an die Betreiber von geförderten Wind-, Solar- oder Biomasseanlagen geflossen sind.¹⁰³ Dabei handelt es sich jedoch nicht um eine direkte staatliche Subvention im engeren Sinne, sondern um eine gesetzlich vorgegebene Umlagefinanzierung. Zudem bietet das EEG Marktanreize für Investitionen in erneuerbare Energien.

Ab dem 1. Januar 2023 sollen Mittel aus dem Sondervermögen des Bundes „Energie- und Klimafonds“ den Ausbau erneuerbarer Energien fördern, anstelle der bisherigen Verbraucherumlage (sog. EEG-Umlage).¹⁰⁴

100 Umweltbundesamt (2021), Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf, S. 54.

101 Ebd., S. 55.

102 Eine solche Bezifferung lehnt etwa das Umweltbundesamt ab, wohingegen das FÖS für das Jahr 2019 Subventionen in Höhe von 5,1 Mrd. EUR angenommen hat (ebd., S. 55).

103 <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/30-9-milliarden-euro-oekostromfoerderung-erreicht-rekord-17141915.html>.

104 <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>.