



# Zukünftige Energieversorgung in Deutschland Kann Kernenergie zur Energiewende beitragen?

AXEL KLEIDON | HARALD LESCH

**Kernkraftwerk Grohnde im Leistungsbetrieb bei Weserhochwasser** (Bild: B. Ludewig).

*Im Zuge der Energiewende wird die Energiegewinnung aus Kernkraft – durch Kernspaltung und zukünftig vielleicht durch Kernfusion – oft als Alternative oder Ergänzung zu erneuerbaren Energiequellen vorgeschlagen. Dabei gibt es heute bereits gute Gründe, warum die Stromerzeugung aus Kernenergie im Vergleich zu anderen Erzeugungsformen deutlich teurer ist, während die zunehmende Trockenheit im Zuge des Klimawandels die Versorgungssicherheit durch thermische Kraftwerke allgemein in Frage stellt. Für eine zukünftige Energieversorgung, die auf geringe Kosten und Versorgungssicherheit setzt, kann die Kernenergie deshalb wohl keine Rolle spielen.*

*This is an open access article under the terms of the Creative Commons Attribution License, which permits use, distribution and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.*

Der gegenwärtige Umbau unseres Energiesystems setzt auf erneuerbare Energien, insbesondere Photovoltaik, Windenergie und Biomasse. Er braucht aber auch Speichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke, Batterien oder chemische Speicher wie grünen Wasserstoff, um Unter-

schiede in Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Gelegentlich werden auch Kernenergie und Kernfusion [1] als Alternative ins Spiel gebracht, insbesondere, weil sie die Grundlast decken sollen. Aber wie passt dies zusammen mit den variablen Quellen von Sonne und Wind? Ist es sinnvoll, wieder auf die Kernenergie zu setzen?

In diesem Beitrag fokussieren wir uns auf ein paar wesentliche und objektive Gründe, die gegen Kernenergie und Kernfusion sprechen. Wir betrachten dabei vorrangig die Kosten, also das Ziel, ein möglichst günstiges Energiesystem der Zukunft zu schaffen, das frei von fossiler Energie ist. Aber auch die Verfügbarkeit von Wasser, das für die Kühlung von thermischen Kraftwerken gebraucht wird, ist entscheidend. Bei der Kernenergie spielen häufig auch andere Ziele eine Rolle, etwa die militärische Nutzung – wie bei den bestehenden und potenziellen Atommächten –, oder das Ziel, sich unabhängig von Energieimporten aus dem Ausland zu machen, um nicht erpressbar zu werden – insbesondere in osteuropäischen Ländern. Letzteres Ziel können wir in Deutschland allerdings auch durch die Nutzung von Sonne und Wind erreichen.

## Kosten der Energiegewinnung

Entscheidend für den Beitrag einer Form der Energiegewinnung zum Energiebedarf der Gesellschaft ist eine Abschätzung ihrer Kosten, hier der Stromgestehungskosten (Eng-

lich: Levelized Costs Of Electricity, *LCOE*). Zur Berechnung werden dazu die Investitionskosten für den Bau (*I*, für Investments), die Unterhaltskosten (*M*, für Maintenance) sowie die Kosten für den Brennstoff (*F*, für Fuel) über die Lebensdauer zusammgezählt. Wir teilen es durch den über die Lebensdauer zu erwartenden Stromertrag (*Y*, für Yield). Als Gleichung erhält man so für die *LCOE* (in Einheiten von \$/kWh oder Euro/kWh):

$$LCOE = \frac{\text{Summe aller Kosten}}{\text{Zu erwartender Ertrag}} = \frac{\sum_{i=1}^n (I_i + M_i + F_i) / (1+r)^i}{\sum_{i=1}^n Y_i / (1+r)^i} \quad (1)$$

Der Index *i* beschreibt das Jahr, in dem die Kosten anfallen. Die Summen laufen über die Laufzeit *n*. Die Ausdrücke im Nenner in der Form  $(1+r)^i$  beschreiben die Wichtung durch den Diskontierungsfaktor (Discount Rate, *r*). Dieses ökonomische Konzept beschreibt hauptsächlich Effekte von Zinssatz sowie Inflation. Mit dem Diskontierungsfaktor kann man zukünftige Kosten oder Erträge auf Heute zurückrechnen. Mit diesem Diskontierungsfaktor werden die Kosten und Nutzen über die Lebensdauer gewichtet. Weitere Kosten, die sich im Laufe des Betriebes ergeben, wie für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate von konventionellen Kraftwerken, aber auch die Entsorgungskosten von Kernkraftwerken können hier noch ergänzt werden. Gegenwärtige Werte der Gesteungskosten für verschiedene Arten der Stromerzeugung sind in Abbildung 1 zusammengefasst [2, 3].

Sehen wir uns den Ausdruck für die Stromgestehungskosten *LCOE* etwas genauer an. Dominiert werden die Kosten in der Regel durch die Investitionskosten *I*, die mit dem Bau eines Kraftwerks, eines Windparks, eines Solarparks oder dergleichen entstehen. Dazu kommen die Unterhaltskosten, für Betrieb, Wartung und Reparatur. Bei konventionellen Kraftwerken kommen noch die Kosten für den Brennstoff – Kohle, Gas, oder spaltbares oder fusionierbares Material für Kern- oder Fusionsreaktoren – oder für CO<sub>2</sub>-Emissionen hinzu. Bei erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne fallen diese Kosten für den Brennstoff oder Emissionen hingegen nicht an.

Diese Kosten werden durch den Stromertrag *Y* geteilt, beschrieben durch den Nenner in Gleichung (1), um die mittleren Stromgestehungskosten zu ermitteln. Der Stromertrag wiederum wird durch die Kapazität der Anlage beschrieben, also wieviel eine Anlage maximal an Strom erzeugen kann (in Megawatt, MW), sowie den Kapazitätsfaktor, der die Auslastung beschreibt. Das Produkt aus installierter Kapazität und Kapazitätsfaktor ergibt dann den Stromertrag. In einem thermischen Kraftwerk bestimmt die Art und Weise der Bewirtschaftung den Kapazitätsfaktor, bei erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windenergie wird er hauptsächlich durch Sonne und Wind geprägt.

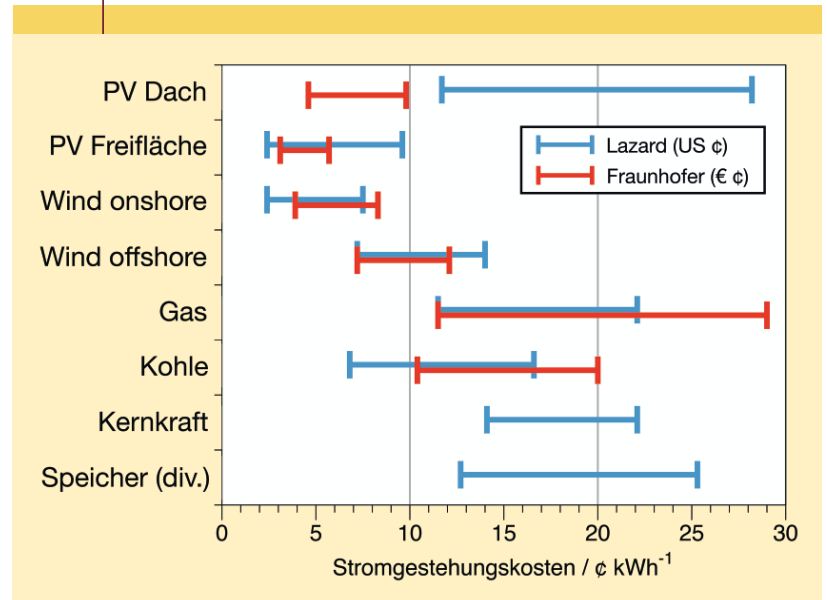
Wir sehen also: Bereits heute sind Photovoltaik und Wind günstiger in der Stromerzeugung als konventionelle Kraftwerke. Wir sehen anhand Gleichung (1) auch, dass konventionelle Kraftwerke insbesondere dann günstigen

Strom erzeugen, wenn sie dauernd laufen, also einen hohen Kapazitätsfaktor haben. Auf diesem Kostenmodell basieren Grundlastkraftwerke wie Kernkraftwerke oder zukünftige Fusionskraftwerke. Sie sind rentabel, wenn sie kontinuierlich möglichst viel Strom erzeugen. Die hohen Investitionskosten können dann eher gedeckt werden. Auch eine Laufzeitverlängerung, also ein größeres *n*, kann dazu beitragen – dann werden die hohen Investitionskosten über mehr Stromertrag geteilt, und die Stromgestehungskosten sinken. Wenn aber im Zuge der Energiewende variable Erzeugungsformen stärker zur Stromerzeugung beitragen, werden kontinuierlich laufende Grundlastkraftwerke immer weniger gebraucht. Sie werden dann teurer, je mehr unser Stromsystem auf erneuerbaren Energien basiert – ein wichtiges Ergebnis, auf das wir noch einmal zurückkommen werden.

### Stärkere Lernkurven bei einfachen Technologien

Zunächst betrachten wir, wie sich die Kosten von Kernkraftwerken in der Vergangenheit entwickelt haben, um zu erfahren, ob wir mit geringeren Kosten rechnen können. Dies könnte den Beitrag der Investitionskosten zu den Stromgestehungskosten senken. Bei Kernkraftwerken dominiert dieser Beitrag, bei möglichen Fusionskraftwerken wird dies mit ziemlicher Sicherheit auch der Fall sein, da sie noch komplexer sind.

ABB. 1 | STROMGESTEHUNGSKOSTEN



**Vergleich von Stromgestehungskosten nach Lazard (blau, international, in US-Cent pro kWh) und Fraunhofer (rot, auf Deutschland fokussiert, in Euro-Cent pro kWh). „Speicher“ enthält verschiedene Formen der Speicherung in Form von mechanischer, thermischer oder chemischer Energie. In dieser Zusammenfassung sind Subventionen herausgerechnet, die etwa bei der Endlagerung bei der Kernkraft entstehen, aber in Deutschland durch den Staat übernommen werden (vereinfacht nach [2] und [3]). Die die von Fraunhofer im Vergleich zu Lazard niedriger angegebenen Kosten der Dach-Photovoltaik sind vermutlich auf Erfahrung und geringere Installationskosten innerhalb von Deutschland zurückzuführen.**

Allgemein können sich die Kosten von Technologien im Lauf der Zeit erheblich verringern – gut zu sehen bei Lasern, LEDs und Smartphones. Dieser Effekt wird als „Economy of Scales“ oder auch als „Lernkurve“ bezeichnet. Die Lernkurve stellt die Beziehung zwischen der kumulierten Produktion und den Arbeitskosten je Produkteinheit her. Je mehr gefertigt wird, desto günstiger kann jedes Stück gefertigt werden.

Selbstverständlich gilt das auch für die Energieerzeugung. Es gibt zwei Beispiele, die wir genauer vergleichen

wollen: Photovoltaik und Kernkraftwerke. Dazu sehen wir uns an, wie sich die Kosten und die produzierte Kapazität über die Jahrzehnte entwickelt haben, beziehungsweise wie sich die Stückkosten mit der entsprechenden produzierten Gesamtkapazität verändert haben (Abbildung 2).

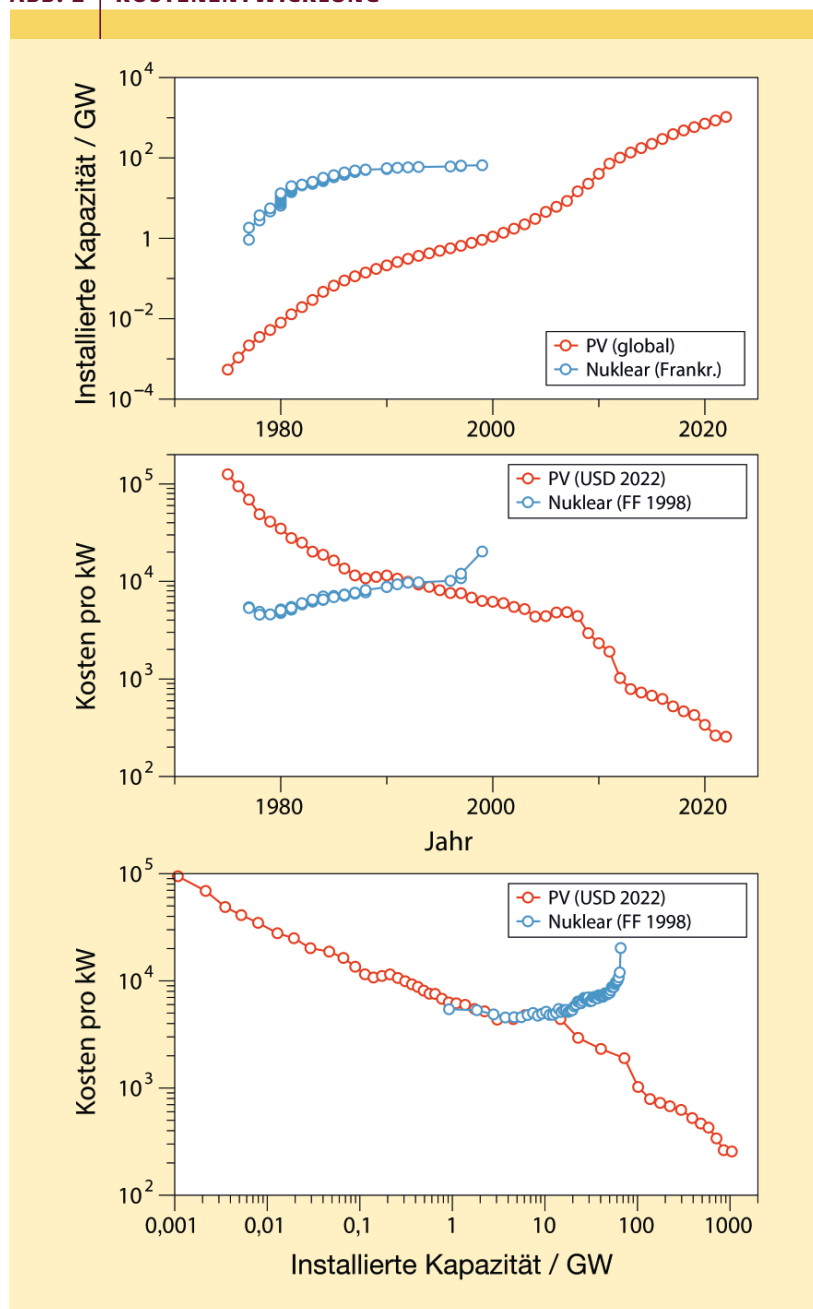
Bei Photovoltaik (PV) handelt es sich um eine vergleichsweise einfache und unkomplizierte Technologie. Installierte Kapazität wird auf kleine Einheiten verteilt – ein PV-Modul hat typischerweise eine Kapazität von ein paar hundert Watt. Die Produktion von Solarmodulen ist in den vergangenen Jahrzehnten gewaltig gestiegen. Eine global installierte Leistung von 1 GW wurde erst im Jahr 2000 erreicht, während sie in den letzten Jahren nahezu exponentiell um mehr als 100 GW pro Jahr zunimmt. Die Kosten pro Watt sind rapide gefallen. Während Anfang der 1990er-Jahre eine PV-Kapazität von 1 kW noch etwa 10 000 US-Dollar kostete, fielen die Kosten im Jahr 2022 auf etwa 250 US Dollar pro kW. Die Lernkurve ist entsprechend stark negativ: Bei einer Verdopplung der installierten Kapazität ist der Stückpreis um mehr als 25 % gesunken [4].

Interessant ist die Kombination der wesentlichen Faktoren, die für den rasanten Preisverfall bei Photovoltaikanlagen verantwortlich sind. Da sind einerseits die bereits erwähnten Skalen- und Lerneffekte, aber auch der technologische Fortschritt in der Herstellung der Solarmodule, deren Fertigung immer weiter automatisiert wurde. Außerdem hat die fortwährende technische Verbesserung der Module dazu geführt, dass für 1 kW<sub>peak</sub> immer weniger Rohstoffe benötigt werden. Außerdem hat sich die Zahl der Anbieter vergrößert, was den Preis ebenfalls drückt.

Eine ähnliche Kombination ist beim Bau von Kernkraftwerken oder Fusionsreaktoren nur schwer zu erreichen. Bei Kernkraftwerken wird sogar das Gegenteil beobachtet: Eine Analyse [5] der Kosten in Frankreich zeigt, dass Kernkraftwerke dort über die 20 Jahre des Ausbaus pro kW deutlich teurer geworden sind. Während die Kosten anfangs bei etwa 5000 französischen Francs pro kW betrugten, haben sie sich bis in die 1990er-Jahre nahezu verdoppelt. Der Blick auf ein paar derzeit in Europa im Bau befindliche Atomkraftwerke zeigt, dass der Bau wesentlich länger dauert und die Kosten wesentlich höher ausfallen als ursprünglich geplant [6]. Das Kernkraftwerk Flamanville in der Normandie mit 1600 MW Kapazität sollte ursprünglich 3,3 Milliarden Euro kosten. Wenn es 2024 mit elf Jahren Verzögerung ans Netz geht, werden die Kosten auf 23 Milliarden Euro angestiegen sein [6]. Kaum anders verhält es sich mit Hinkley Point C im englischen Somerset mit etwa 3200 MW Kapazität. Nach derzeitigen Schätzungen wird das Kernkraftwerk, das 2026 fertiggestellt werden soll, etwa 31 Milliarden Euro kosten [6] – und damit doppelt so viel wie bei den ersten Planungen 2008 angenommen.

Diese beiden sehr unterschiedlichen Beispiele von Lernkurven lassen sich auf ein generelles Muster von Lernkurven verallgemeinern [7]: Einfache Technologien, die flexibel einsetzbar sind und nicht angepasst werden müs-

ABB. 2 | KOSTENENTWICKLUNG



**Kostenentwicklung von Photovoltaik (rot, in US-Dollar von 2022) und Kernkraftwerke (blau, in französischen Francs von 1998) in der Vergangenheit (Grafiken: Our World in Data [4], angepasst aus verschiedenen Quellen, [5]).**

sen, zeigen historisch stark ausgeprägte Lernkurven – bei der Photovoltaik ebenso wie bei LEDs, und in geringerem Ausmaß bei Elektroautos und Windturbinen. Komplexe Technologien hingegen sind deutlich weniger flexibel und müssen bei jeder Anwendung neu angepasst werden. Bei ihnen fehlt der Lerneffekt praktisch ganz oder ist sogar negativ. Die Preise steigen also – bei Kernkraftwerken ebenso wie bei anderen thermischen Kraftwerken für Kohle oder Geothermie.

Fazit: Aus den bisher beobachteten Entwicklungen und Dynamiken lässt sich ableiten, dass bei der Kerntechnologie kein deutlicher Lerneffekt zu erwarten ist. So werden die Investitionskosten wohl eher steigen. Bei der Photovoltaik hingegen könnten die Kosten weiter fallen. Photovoltaik ist eine vergleichsweise einfache Technologie, sie ist flexibel einsetzbar und zeigt eine stark ausgeprägte Lernkurve. Die Investitionskosten pro Kilowatt in den Stromgestehungskosten könnten also weiter sinken, auch wenn sie jetzt schon die günstigste Form von Stromerzeugung darstellt (Abbildung 1). Diese Erkenntnis schlägt sich letztendlich in der installierten Kapazität nieder: Während global etwa 374 GW an Kernkraftwerken Ende 2023 installiert ist und diese Zahl stagniert [6], waren es 1055 GW bei der Photovoltaik, mit einer gegenwärtigen Zuwachsrate von 20 % pro Jahr [8].

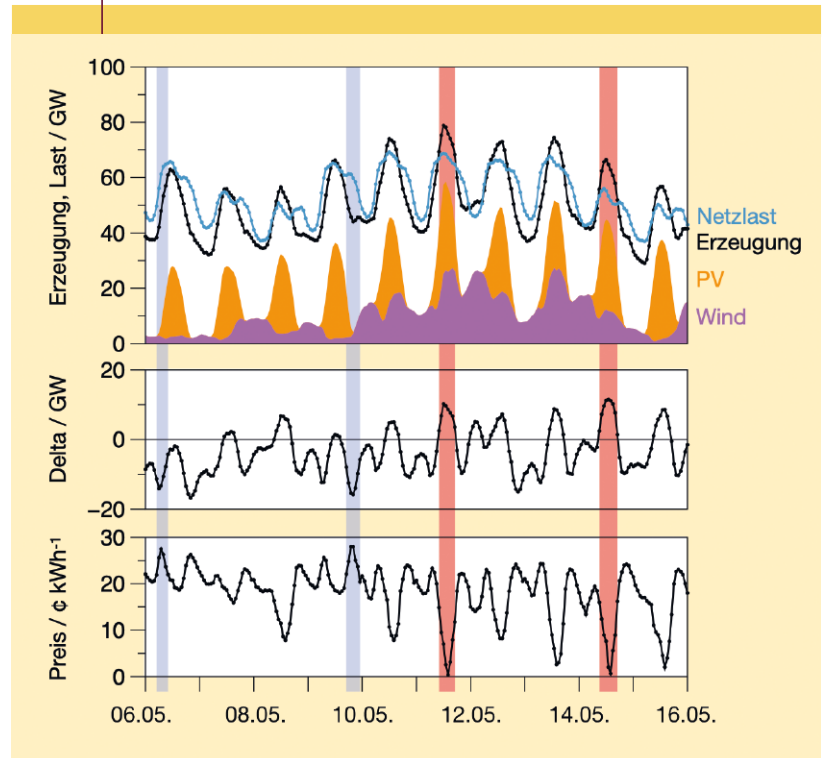
Für die Kernfusion haben wir zwar noch keine Erfahrungswerte. Aber insbesondere die mit Kernfusion befassten wissenschaftlichen Forschungsinstitutionen weisen immer wieder ausdrücklich auf die erhöhte Komplexität eines Fusionsreaktors hin [9]. Es ist also zu erwarten, dass die Investitionskosten pro Kilowatt höher liegen werden als bei der Kernspaltung.

### Erneuerbare verdrängen die Grundlast

Idealerweise werden die Kosten der Stromerzeugung mit dem Verkauf des Stroms auf dem Strommarkt gedeckt und nicht durch staatliche Subventionen, die den Markt verzerren können. Aus dieser Perspektive wollen wir uns nun ansehen, welche Art von thermischen Kraftwerken am kostengünstigsten die Lücken schließen kann, wenn die Einspeisung von Sonne und Wind nicht ausreicht.

Der Strommarkt ist über die letzten Jahrzehnte komplexer und internationaler geworden. Stromnetze verbinden Erzeuger und Verbraucher über ganz Europa miteinander. Die variable Einspeisung von erneuerbaren Energien führt zu Unterschieden in Angebot und Nachfrage, die sich in Schwankungen des Strompreises im Großhandel widerspiegeln. Dies ist beispielhaft in Abbildung 3 für ein paar Tage aus dem Mai 2022 gezeigt anhand von Daten der Bundesnetzagentur für den deutschen Strommarkt [10]. Klar erkennbar sind die Tagesschwankungen im Bedarf (die „Netzlast“, blaue Linie), auch dargestellt ist die gesamte Erzeugung (schwarze Linie) sowie die Einspeisung aus Sonne (orange) und Wind (lila). In Zeiten hoher Einspeisung durch Sonne und Wind kann die Stromerzeugung über der Netzlast liegen. Dann sinkt der Preis auf dem Strommarkt.

ABB. 3 | STROMMARKT



**Oben: Stromerzeugung und Netzlast (also Verbrauch) sowie Einspeisung aus Sonne und Wind für eine Periode im Mai 2022. Mitte: Unterschied aus Netzlast und Erzeugung. Unten: Strompreis an der Strombörse. Farblich unterlegte Abschnitte illustrieren Maxima und Minima im Strompreis in Bezug zu variabler Einspeisung (Grafik: [10]).**

Beispiele hierfür sind in Abbildung 3 durch die hellrot unterlegten Abschnitte markiert.

Zu anderen Zeiten gibt es nur eine geringe Erzeugung aus Sonne und Wind, sie können die Netzlast nicht befriedigen. Dann steigt der Strompreis (hellblau unterlegte Abschnitte in Abbildung 3). Um diese Zeiten zu überbrücken, braucht es entweder Stromspeicher, Import aus dem Ausland oder eben eine Einspeisung aus anderen Erzeugungsformen wie thermischen Kraftwerken, die kontrolliert Strom erzeugen können.

Doch welche Art von thermischem Kraftwerk kann diese Lücken am kostengünstigsten schließen? Für diese Lücken braucht es ja keine Grundlastkraftwerke, die das ganze Jahr über mehr oder weniger kontinuierlich Strom einspeisen, sondern lediglich Kraftwerke, die ab und zu Strom beitragen. Und dies erhöht die Stromgestehungskosten, weil der Ertrag reduziert wird (also der Nenner in Gleichung 1), aber die Kosten mehr oder weniger gleich bleiben. Dies ist insbesondere bei hohen Investitionskosten der Fall, während die Kosten bei Kraftwerken mit teurem Brennstoff bei reduzierter Laufzeit ja auch entsprechend sinken.

Um dies detaillierter zu beschreiben, teilen wir die mittleren jährlichen Kosten der Stromerzeugung  $C_{ann}$  (in Euro  $\text{kW}^{-1} \text{Jahr}^{-1}$ ) auf in Fixkosten ( $C_{fix}$ , in Euro  $\text{kW}^{-1}$

Jahr<sup>-1</sup>) sowie einen variablen Anteil ( $C_{var}$ , in MWh<sup>-1</sup>), der davon abhängt, wieviel Strom das Kraftwerk erzeugt:

$$C_{ann} = C_{fix} + C_{var} \cdot f_{cap} \quad (2)$$

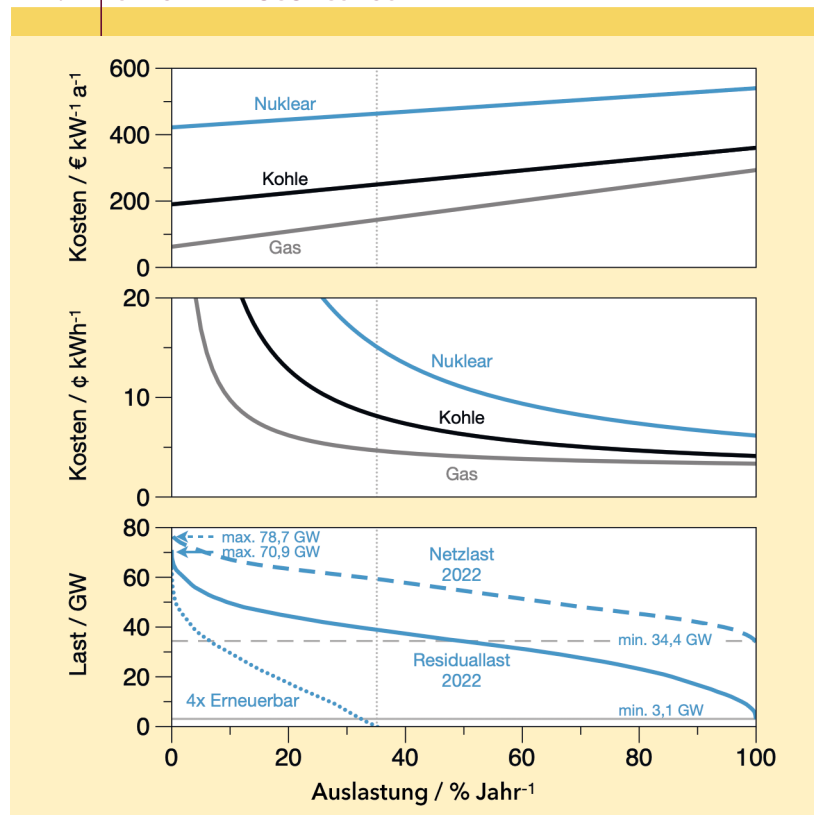
Die Fixkosten werden hauptsächlich durch die Investitionskosten geprägt, also  $I$  in Gleichung (1), die variablen Kosten weitgehend durch die Brennstoffkosten,  $F$  in Gleichung (1). In Gleichung (2) geht zudem der Kapazitätsfaktor  $f_{cap}$  (ausgedrückt in Volllaststunden pro Jahr) ein, er beschreibt die Auslastung des Kraftwerks. Bei Grundlastkraftwerken ist der Kapazitätsfaktor nahe an 100 % oder 8760 h Jahr<sup>-1</sup>.

**TAB. 1 | STROMERZEUGUNGSKOSTEN<sup>1</sup>**

Typ des Kraftwerks	Jährliche Fixkosten (€ kW <sup>-1</sup> Jahr <sup>-1</sup> )	variable Kosten (€ MWh <sup>-1</sup> )
Kernkraftwerk	420	13
Kohlekraftwerk	190	19
Gasturbinenkraftwerk	62	25

<sup>1</sup>Aufteilung der jährlichen Stromerzeugungskosten für Kern-, Kohle- und Gasturbinenkraftwerke (basierend auf [3]).

**ABB. 4 | STROMERZEUGUNGSKOSTEN**



**Oben: Jährliche Stromerzeugungskosten von Gas-, Kohle- und Kernkraftwerken als Funktion ihrer Auslastung, dargestellt als Prozent des Jahres, an denen sie Strom erzeugen. Mitte: Jährliche Stromgestehungskosten als Funktion der Auslastung. Unten: Verteilung der Netzlast (gestrichelt) und Residuallast (durchgezogen, also Netzlast reduziert um die Einspeisung von Sonne und Wind) des Jahres 2022. Dargestellt ist auch ein Szenario (gepunktet), in dem die Einspeisung aus Erneuerbaren vervierfacht wurde (basierend auf [3] und [10]).**

Verschiedene Arten von thermischen Kraftwerken unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Fixkosten und dem variablen Anteil. Schätzungen für diese Anteile sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Sie stammen aus der gleichen Datenquelle [3], die auch in Abbildung 1 verwendet wurde. Die Kosten sind grafisch in Abbildung 4 (oben) dargestellt. Gaskraftwerke haben dabei einen geringen Investitionsbedarf, sie sind also günstig zu bauen, Kohlekraftwerke sind teurer, aber mit Abstand am teuersten sind Kernkraftwerke. Der variable Beitrag unterscheidet sich ebenfalls zwischen den verschiedenen Kraftwerkstypen, allerdings nur im geringeren Maße. Diese können sich aber etwa bei höherer CO<sub>2</sub>-Bepreisung entsprechend ändern.

Aus dieser Aufteilung können wir den Effekt von reduzierter Einspeisung bei thermischen Kraftwerken gut erkennen (Abbildung 4, Mitte). Die Gestehungskosten pro erzeugter Strommenge steigen an, je geringer die Auslastung des Kraftwerks ist. Dies ist insbesondere bei Kernkraftwerken der Fall, da hier die Investitionskosten am höchsten sind, während der Effekt bei Gaskraftwerken deutlich kleiner ist.

Was passiert jetzt bei der zunehmenden Einspeisung durch Sonne und Wind? Dazu sehen wir uns als Erstes den zeitlich aufgeschlüsselten Stromverbrauch an. Dies erhalten wir aus der Häufigkeitsverteilung der Netzlast, der sogenannten Lastkurve. Sie ist in Abbildung 4 unten gezeigt für das Jahr 2022, ermittelt aus stündlichen Daten der Bundesnetzagentur [10]. Sie ist so zu interpretieren: Der maximale Wert der Netzlast war 78,7 GW, sie trat in einer Stunde des Jahres 2022 auf und repräsentiert lediglich 0,01% des Jahres. Der niedrigste Wert war 34,4 GW, das heißt, im Jahr 2022 betrug die Netzlast stets mindestens 34,4 GW. Ohne erneuerbare Energien können wir aus dieser Verteilung direkt ablesen, wieviel Grundlastkraftwerke wir brauchen – nämlich genug für eine gesicherte Leistung von 34,4 GW.

Wenn nun Sonne und Wind zur Stromerzeugung beitragen, verändert sich die Restlast, die noch erzeugt werden muss. Dies ist die sogenannte Residuallast, also die Netzlast reduziert um die Einspeisung aus Sonne und Wind. Diese Last, die aus thermischen Kraftwerken oder anderen Formen der Stromspeicherung zu befriedigen ist, sinkt also auf geringere Werte: Die maximale Last sinkt auf 70,9 GW, der niedrigste Wert liegt nun bei 3,1 GW, also deutlich weniger als ohne die Einspeisung aus Sonne und Wind. Der Bedarf an Grundlastkraftwerken ist also bereits heute schon erheblich reduziert.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt die Residuallast weiter. Dies ist in Abbildung 4 durch die gepunktete Linie dargestellt. Sie stellt ein hypothetisches Szenario dar, in der die Einspeisung von Sonne und Wind um einen Faktor 4 erhöht wird, wobei die Zunahme des Strombedarfs durch die Modernisierung durch Elektrisierung – wie Wärmepumpen und e-Mobilität – hier unberücksichtigt bleibt. Dies entspricht grob dem anvisierten Ausbau bis zum Jahr 2050. Wir sehen, dass der Bedarf an Grundlast gänzlich verschwunden ist. Thermische Kraftwerke wer-

den dann lediglich etwa für ein Drittel des Jahres benötigt, um Strom zu erzeugen. Der Kapazitätsfaktor sinkt somit auf 35 %. Gebraucht werden sie – oder Stromspeicher – trotzdem, um die Lücken zu füllen, auch weil die Spitzenlast immer noch 64,2 GW beträgt.

Dies führt dann dazu, dass die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken teurer wird, da sie nicht mehr das ganze Jahr über betrieben werden, ihr Kapazitätsfaktor also sinkt. Die Verteuerung ist allerdings bei Gaskraftwerken vergleichsweise gering, da die Investitionskosten niedrig sind. Zwar werden CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate in absehbarer Zeit teurer werden und damit die Brennstoffkosten erhöhen. Aber diese Kraftwerke sollen künftig auch mit grünem Wasserstoff betrieben werden, also ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen, der aus Zeiten des Stromüberschusses gewonnen oder importiert wird. Auch können Stromspeicher, der internationale Stromhandel oder verändertes Stromnutzungsverhalten durch die Verbraucher den Bedarf an diesen Kraftwerken reduzieren. Bei Kernkraftwerken mit ihren hohen Investitionskosten hingegen verteuert sich die erzeugte Strommenge erheblich. Aus diesem Grund setzen typische Szenarien der Energiewende [11] auch auf Gaskraftwerke als flexible und günstigste Stromerzeuger, welche die Lücken von Sonne und Wind füllen.

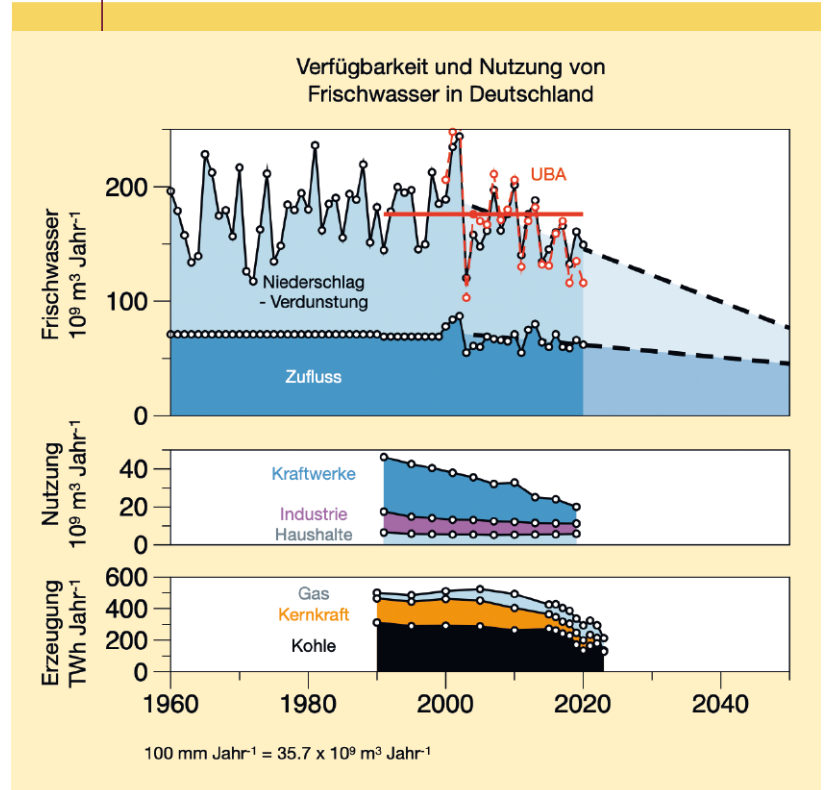
Mit dem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien werden also thermische Kraftwerke sowie Speicher nach wie vor gebraucht, um Erzeugungslücken zu füllen, auch wenn diese Lücken kleiner werden. Kraftwerke mit geringen Investitionskosten können dies wesentlich günstiger leisten, selbst wenn sie vergleichsweise hohe Brennstoffkosten haben. Bei Kernkraftwerken sind die Investitionskosten sehr hoch, was sich bei niedriger Auslastung stark in ihrem Strompreis niederschlägt.

### Weniger Kühlwasser im Klimawandel?

Ein weiterer Aspekt, der die Kernenergie und thermische Kraftwerke allgemein in Zukunft einschränken kann, ist die zunehmende Trockenheit in Deutschland. Solche Kraftwerke brauchen schließlich viel Kühlung, um ein Temperaturgefälle im Turbinenkreislauf aufrecht zu erhalten.

Diese Kühlung wird entweder durch Verdampfen von Wasser in Kühltürmen oder durch die Erwärmung von Fluss- oder Meereswasser bewerkstelligt. Um in einem thermischen Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 40 % eine Leistung von 1000 MW Strom zu erzeugen, braucht es den Einsatz von 2500 MW an Wärme. Die Differenz von 1500 MW ist die Abwärme, die durch Kühlung abgeführt werden muss. Mit einer Verdampfungswärme von 2,5 MJ pro Kilogramm Wasser kann dies durch das Verdampfen von 0,6 Tonnen Wasser pro Sekunde (0,6 m<sup>3</sup>/s oder 18,9 · 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/Jahr) bewerkstelligt werden, oder durch das Erwärmen von 36 m<sup>3</sup>/s Flusswasser (1,1 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>/Jahr) um 10 K (mit einer spezifischen Wärmekapazität von 4180 J kg<sup>-1</sup> K<sup>-1</sup>). In Deutschland betrug die Netzlast im Jahr 2022 etwa 500 TWh, oder 57 GW. Wenn dieser Strom vollständig durch thermische Kraftwerke erzeugt worden

ABB. 5 | WASSERVERFÜGBARKEIT IN DEUTSCHLAND



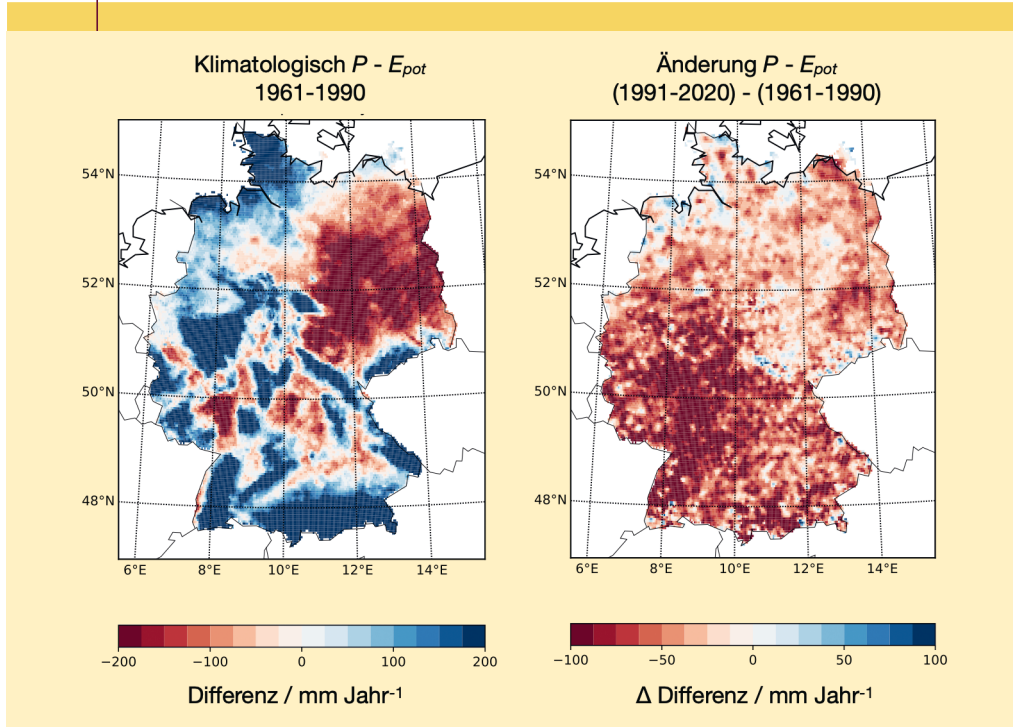
**Das potenzielle Wasserdargebot Deutschlands (oben) und die Beiträge von Zufluss und dem Überschuss aus Niederschlag und Verdunstung, berechnet aus Daten des DWD und des Umweltbundesamtes (rot), sowie Nutzung von Frischwasser (mittig). Unten ist zum Vergleich die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken dargestellt (Quellen: [12, 13]).**

wäre, so entspräche dies 1,1 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> Jahr<sup>-1</sup> an verdampftem Wasser oder 64,5 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> Jahr<sup>-1</sup> an erwärmtem Flusswasser. Zum Vergleich: Die Verdampfungsrate von Wasser entspricht pro Jahr 2,3 % des Bodenseevolumens von 48 km<sup>3</sup>, der Flusswasserverbrauch entspräche pro Jahr sogar 30 % mehr als der komplette Inhalt des Bodensees.

Um diese Wasserflüsse in Bezug zur Verfügbarkeit von Frischwasser in Deutschland zu setzen, sehen wir uns das sogenannte potenzielle Wasserdargebot an (Abbildung 5 oben). Niederschlag und der Zufluss von Rhein, Elbe und Oder aus unseren Nachbarländern liefern uns Frischwasser, aber ein Teil davon verdunstet durch Wälder, Wiesen, und Felder. Bilanziert man diese Flüsse, erhält man ein Maß für die Rate, mit der wir Frischwasser nachhaltig nutzen könnten. Im Zeitraum 1991–2020 betrug es etwa 176 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> Jahr<sup>-1</sup> [12]. Knapp 40 %, oder 69 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> Jahr<sup>-1</sup>, werden durch den Zufluss aus Nachbarländern beigetragen, der Rest von 105 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> Jahr<sup>-1</sup> kommt aus dem Überschuss von Niederschlag abzüglich der Verdunstung.

Vom Wasserdargebot werden gegenwärtig etwa 20 % für menschlichen Verbrauch für Trinkwasser, Industrie und Energieerzeugung genutzt (Abbildung 5 Mitte), davon etwa 44 %, also 8,8 · 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> Jahr<sup>-1</sup>, für die Kühlung von thermischen Kraftwerken. Mit dem Ausbau der erneuerbaren

ABB. 6 | TROCKENHEIT IN DEUTSCHLAND



**Klimatologischer Unterschied zwischen Niederschlag und potenzieller Verdunstung für die klimatologische Referenzperiode 1961–1990 sowie die Änderung über die Periode 1991–2020** (Quelle: [13]).

Energien über die letzten Jahrzehnte ist der Wasserverbrauch für thermische Kraftwerke deutlich gesunken (Abbildung 5 unten): Anfang der 1990er-Jahre wurde unser Strom hauptsächlich durch thermische Kraftwerke erzeugt, und entsprechend wurde mehr als drei Mal so viel Wasser für Kühlung gebraucht [12]. Wenn mehr Strom aus Kernenergie erzeugt werden soll, so bedarf es mehr Kühlwasser und entsprechend einer größeren Nutzung der Wasserressourcen.

Das potenzielle Wasserdargebot hat sich allerdings in den letzten 20 Jahren erheblich verringert (siehe gestrichelte Linien in Abbildung 5 oben). Das liegt hauptsächlich an reduziertem Niederschlag, wobei die Ursache dafür nicht vollständig geklärt ist. Es könnte einfach dekadische Klimavariabilität, aber auch ein Trend des Klimawandels sein. Was aber sehr klar zugenommen hat, ist die Fähigkeit, Wasser zu verdunsten [13]. Dies wird durch das Konzept der potenziellen Verdunstung beschrieben, also der Rate, wieviel Wasser verdunsten könnte, wenn die Verfügbarkeit nicht eingeschränkt wäre.

Die reale Verdunstung kann bei Wäldern der potenziellen Verdunstung nahekommen, insbesondere wenn sie über ihre Wurzelsysteme genug Bodenwasser erreichen und so saisonale Unterschiede zwischen Niederschlag und potenzieller Verdunstung ausgleichen. Bei landwirtschaftlichen Flächen liegt sie hingegen typischerweise deutlich unter dem Potenzial, insbesondere im Sommer, nachdem die Äcker abgeerntet wurden und Felder brach liegen. Der

Unterschied aus Niederschlag und potenzieller Verdunstung gibt dennoch ein Maß für die klimatologische Wasserverfügbarkeit, das nicht von der Landnutzung abhängt, sondern nur von der natürlichen Energieverfügbarkeit und Niederschlag.

Dieser Unterschied ist in Abbildung 6 für die klimatologische Referenzperiode von 1961–1990 gezeigt sowie dem Unterschied der folgenden 30 Jahre (1991–2020). Der Osten Deutschlands ist demnach trocken, es gibt klimatologisch also ein Defizit an Wasser: Die potenzielle Verdunstung ist höher als der Niederschlag. Das Flusswasser kommt entweder durch den Zufluss nach Ostdeutschland oder aus den Mittelgebirgen und Alpenvorraum, wo der Niederschlag deutlich über der potenziellen Verdunstung liegt.

Die potenzielle Verdunstung hat jedoch im Zuge des Klimawandels innerhalb der letzten 30 Jahre klar und deutlich zugenommen (Abbildung 6). Dies hat einfache physikalische Gründe: Zum einen sind die letzten fünf

Jahre bereits im Mittel 2 °C wärmer als die klimatologische Referenzperiode von 1961–1990 [13]. Bei wärmeren Temperaturen kann Luft mehr Wasserdampf halten, während ihre Wärmespeicherkapazität gleich bleibt. Wenn Sonnenlicht absorbiert wird und die Oberfläche erwärmt, so wird die bodennahe Luft bei wärmerer Temperatur stärker befeuchtet, es verdunstet also mehr. Zum anderen ist Deutschland in den letzten 30 Jahren sonniger geworden. Dies hat etwa die Hälfte zur beobachteten Erwärmung beigetragen, also die potenzielle Verdunstung zusätzlich erhöht. Dies führt dazu, dass man zumindest einen Teil des Trends des abnehmenden Wasserdargebots der vergangenen Jahre mit dem Klimawandel erklären kann.

Nun brauchen thermische Kraftwerke viel Kühlwasser, obwohl die klimatologischen Trends gegenwärtig das Wasserdargebot zunehmend reduzieren. Dieser Effekt ist saisonal nochmals verstärkt, da die potenzielle Verdunstung insbesondere in den warmen Sommermonaten zunimmt. Wenn dann mehr Wasser für Bewässerung in der Landwirtschaft gebraucht wird, ist die Verfügbarkeit von Kühlwasser nicht mehr gesichert. Bei der Stromerzeugung aus Sonne und Wind ist dies nicht der Fall, da sie ja kein Kühlwasser benötigen.

### Schlussfolgerungen

Für die zukünftige Energieversorgung Deutschlands dürften auf Kernenergie basierende Kraftwerke sehr wahrscheinlich einfach zu teuer sein, wenn das Ziel günstige

und nachhaltige Energie sein soll. Stromerzeugung aus Sonne und Wind sind heute schon die günstigsten Stromerzeugungstechnologien. Ihr weiterer Ausbau führt dazu, dass thermische Kraftwerke für immer kürzere Zeiten laufen, Grundlastkraftwerke werden also nicht mehr gebraucht.

Die Versorgungslücken – also die Dunkelflauten – lassen sich dann mit thermischen Kraftwerken mit niedrigen Investitionskosten wie Gasturbinenkraftwerken, aber auch durch Batteriespeicher oder durch Importe decken. Erdgas kann heute schon die CO<sub>2</sub>-Emissionen senken, da es pro Energie weniger CO<sub>2</sub> freisetzt als Kohle, und es soll künftig durch grünen Wasserstoff als Energieträger ersetzt werden. Dieser Bedarf an „Lückenfüllung“ wird noch länger bestehen bleiben, und flexible, günstige thermische Kraftwerke bieten eine Möglichkeit, dies zu bewerkstelligen.

### Zusammenfassung

*Im Vergleich zu erneuerbaren Energien sind Kernkraftwerke deutlich teurer in den Stromgestehungskosten. Pro Kilowatt Leistung sind Kernkraftwerke zudem über die letzten Jahrzehnte immer teurer geworden, während die Erneuerbaren immer günstiger wurden. Außerdem wird durch das variable Einspeisen aus Sonne und Wind die verbleibende Netzlast geringer, die noch gedeckt werden muss. Die verbleibenden Lücken in der Stromerzeugung lassen sich gut durch Gasturbinenkraftwerke schließen. Diese haben wesentlich geringere Investitionskosten als Kernkraftwerke. Sollten die gegenwärtigen Trends bei der Wasserverfügbarkeit im Zuge des Klimawandels anhalten, dann könnte zudem der Mangel an Kühlwasser den Beitrag von thermischen Kraftwerken an der Stromerzeugung einschränken, vor allem in den trockenen Sommermonaten. Insbesondere die Kernenergie steht also vor zwei Problemen: Sie ist sehr teuer und bietet in künftigen, trockenen Sommern keine Versorgungssicherheit mehr.*

### Stichwörter

Kernenergie, Erneuerbare Energie, Energieversorgung, Versorgungssicherheit, Grundlast, Stromgestehungskosten, Dunkelflaute, Kühlwasserverfügbarkeit, Dürre, Klimawandel.

### Danksagung

Open-Access-Veröffentlichung ermöglicht und organisiert durch Projekt DEAL.

### Literatur

- [1] Leopoldina Fokus, Kernfusion: eine Option für Energiesicherheit und Klimaschutz in Deutschland? [https://doi.org/10.26164/leopoldina\\_03\\_00965](https://doi.org/10.26164/leopoldina_03_00965), 2023.
- [2] C. Kost et al., Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Fraunhofer ISE, 2021.
- [3] Lazard, Levelized Cost of Energy Analysis, April 2023.
- [4] Our World in Data, Solar (photovoltaic) panel prices, 2023, <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>.
- [5] A. Grubler, Energy Policy **2010**, 38, 5174.
- [6] M. Schneider et al., The World Nuclear Industry Status Report 2023.

### ZUM THEMA



**Der nukleare Traum.**  
Die Geschichte der deutschen Atomkraft. B. Ludewig, 420 S., DOM Publishers, Berlin 2020, 98,00 €. ISBN 978-3-86922-088-8, <https://dernuklearetraum.de/de/>.



**Nuclear Power Explained.**  
D. Eidemüller, 313 S., Springer, New York 2021, 35,30 €. ISBN 978-3-030-72669-0.

- [7] A. Malhotra, T. S. Schmidt, Joule **2020**, 4, 1.
- [8] IRENA, Renewable energy statistics 2023.
- [9] J. Ongena et al., Nat. Phys. **2016**, 12, 398.
- [10] Bundesnetzagentur, Marktdaten 2022, <https://www.smard.de>.
- [11] Agora Energiewende, Klimaneutrales Deutschland, 10. November 2020.
- [12] Umweltbundesamt, Wasserressourcen und ihre Nutzung, 2022.
- [13] A. Kleidon: Dürren in Deutschland. Warum der Klimawandel hydrologische Extreme verstärkt. Physik in unserer Zeit **2024**, 55(4), 190.

### Die Autoren



(Foto: R. Wernicke)

Axel Kleidon studierte Physik und Meteorologie an der Universität Hamburg und der Purdue University, Indiana, USA. Nach der Promotion am Max-Planck-Institut für Meteorologie forschte er an der Stanford University in Kalifornien und an der University of Maryland. Seit 2006 leitet er die Gruppe „Theorie und Modellierung der Biosphäre“ am Max-Planck-Institut für Biogeochemie in Jena. Seine Forschungsinteressen reichen von der Thermodynamik des Erdsystems bis zu den natürlichen Grenzen erneuerbarer Energiequellen.



(Foto: G. von Foris)

Harald Lesch studierte Physik und Philosophie an den Universitäten Gießen und Bonn und promovierte an der Universität Bonn. Danach forschte er in Heidelberg und Toronto. Nach der Habilitation 1994 an der Universität Bonn wurde er 1995 ordentlicher Professor für Theoretische Astrophysik an der LMU und seit 2002 Lehrbeauftragter Professor für Naturphilosophie an der Münchner Hochschule für Philosophie. Er arbeitet zu komplexen kosmischen und irdischen Systemen bis zu den natürlichen Grenzen technologischer Gesellschaften.

### Anschrift

Dr. Axel Kleidon, Max-Planck-Institut für Biogeochemie, Postfach 10 01 64, 07701 Jena. [akleidon@bgc-jena.mpg.de](mailto:akleidon@bgc-jena.mpg.de)