Kosten der Kernkraft in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Stromerzeugung.

Ein Debattenbeitrag

(Version 1.0, Deutsch, 21. August 2024)

Autor:innen: *Peter Klafka[1], Peter Hennicke (Wuppertal Institute), Björn Steigerwald (TU Berlin und DIW Berlin) und Christian von Hirschhausen (TU Berlin und DIW Berlin)*

Zitationsvorschlag / Suggested citation: *Klafka, P., Hennicke, P., Steigerwald, B. & von Hirschhausen, C. (2024). Kosten der Kernkraft in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Stromerzeugung. Ein Debattenbeitrag.* Diskussionsbeiträge der Scientists for Future 18, *1–19. doi:10.5281/zenodo.12773573*

Zusammenfassung

Im Kontext der Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland im April 2023 wurde gefordert, Atomenergie weiterhin zum Erreichen von Klimaschutzzielen einzusetzen, und damit etwaige Auswirkungen auf den Strompreis zu begrenzen. International wird außerdem oftmals argumentiert, Atomenergie könnte eine ausgleichende Rolle in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energie spielen (Dong et al., 2021; El-Emam et al., 2024). Diese Veröffentlichung analysiert die betriebswirtschaftlichen Kosten von Kernkraft im Kontext der Energietransformation hin zu einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem. Politisch relevante Kostenpositionen wie externe Umweltkosten, Versicherungskosten, Rückbau- und Entsorgungskosten werden dabei nicht betrachtet.

Die Erzeugungskosten für Elektrizität setzen sich zusammen aus Investitionskosten (inklusive Finanzierungskosten), arbeitsabhängigen Betriebskosten sowie Vorhaltekosten. Kernkraftwerke haben wegen ihrer sehr hohen Investitionskosten auch hohe arbeitsbezogene Gesamtkosten. Strom aus Kernkraftwerken ist bei hoher Auslastung teurer als die mittleren Stromkosten in einem System auf Basis rein erneuerbarer Energieträger – jeweils unter Berücksichtigung der Gesamt-Systemkosten inklusive Gewährleistungskosten der Versorgungssicherheit z. B. durch Speicher und Kraftwerke, welche der Absicherung dienen.

[1] Korrespondierender Autor, klafka@gmx.de, ORCID 0000-0002-5070-9937

Der Bedarf an Grundleistungs-Erzeugung, d. h. einer dauerhaft und konstant betriebenen Erzeugungs-Leistung, geht mit dem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien zurück und verschwindet bei hohen Anteilen vollständig. Bereits für 2030 soll der elektrische Gesamtbedarf Deutschlands zu 80 % durch regenerative Stromerzeugung gedeckt werden, für 2035 sind 100 % vorgesehen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Einsatzzeiten potenzieller neuer Kernkraftwerke verringern sich damit in Zukunft systematisch und es ergeben sich steigende Kosten je kWh erzeugter elektrischer Energie. Nutzungsoptionen mit vollständiger Auslastung von Kernkraftwerken, wie z. B. eine dauerhafte Wasserstoffproduktion, sind im Wettbewerb mit preiswerter regenerativer Stromerzeugung nicht konkurrenzfähig.

Ein Kostenvorteil gegenüber dem Neubau von Wind- und PV-Kraftwerken ist in der Regel auch bei einer Laufzeitverlängerung nicht zu erwarten. Dies aufgrund hoher Ertüchtigungskosten zur Verlängerung der Laufzeit. Dies ist z. B. in den USA der Fall, wo zwischen 2009 und 2021 zwölf Kernkraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen vom Netz gingen, obwohl diese noch über verbleibende Laufzeiten von 10 bis 20 Jahren verfügten (Böse et al., 2024).

Die durchgeführte Kostenanalyse legt nahe, dass Kernkraftwerke durch ihre hohen Investitionskosten keine komplementäre Rolle zu erneuerbaren Energien in einem CO_2-freien Stromsystem darstellen. Der Kostennachteil wird dabei mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien immer größer, sodass Kernkraftwerksbetreiber einen Anreiz haben, den Ausbau erneuerbarer Energien sowie auch verstärkte Stromsparmaßnahmen zu behindern. Dieser Aspekt wird bei Hennicke et al. (2024) vertieft. Ein elektrisches Energieversorgungssystem mit Kernkraftwerken weist damit eine höhere Transformationsresistenz auf als ein System ohne Kernkraftwerke (Haywood et al., 2024).

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 3
Was kostet die Stromproduktion aus Kernkraft 3
Kosten im Vergleich mit regenerativer Erzeugung 6
Der Bedarf an Grundlast-Erzeugung sinkt und schwindet zukünftig vollständig 8
Laufzeitverlängerungen sind in der Regel nicht ökonomisch einträglich 12
Die mögliche Geschwindigkeit des Ausbaus von Kernenergie im Vergleich zum regenerativen Energieausbau 12
Flexibilisierung von Kernkraftwerken über Wärmespeicher? 14
Fazit 15
Literatur 16

Einleitung

Im Kontext der Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland wurde die Diskussion über die Bedeutung von Atomenergie als Bestandteil eines klimaneutralen Energiesystems wieder verstärkt geführt, sowohl national als auch international. Die energiewirtschaftliche Bedeutung von Kernkraftwerken in einem überwiegend erneuerbaren Stromsystem und die sich daraus ergebenden sehr ungünstigen Kostenstrukturen werden jedoch häufig nicht ausreichend berücksichtigt. Scientists for Future haben sich bereits in früheren Diskussionsbeiträgen mit Kernenergie beschäftigt und dabei auch unterschiedliche Kostenkonzepte diskutiert (Gerhards et al., 2021; Wealer et al., 2021; Hennicke et al., 2024).

Seit den 1950er Jahren wird beobachtet, dass Strom aus Kernkraft teurer ist als die jeweilige alternative Energie, d. h. vormals Kohle und heute erneuerbare Energie. In zeitlicher Reihenfolge zeigen dies unter anderem Löbl (1956), Baade (1958), Davis (2012) bzw. Lazard (2021). Jedoch wurde dabei nicht im Detail auf unterschiedliche Kostenparameter und die veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die mittelfristig zur Klimaneutralität führen, eingegangen.

Diese Veröffentlichung analysiert die Kosten von Kernkraft aus einer dynamischen betriebswirtschaftlichen Perspektive und ordnet sie in die energiewirtschaftliche Gesamtsituation ein, um die Frage zu beantworten, ob Elektrizität aus Kernkraft, anders als in der Vergangenheit, zukünftig wirtschaftlich sein kann. Dabei gehen wir davon aus, dass entsprechend der aktuellen Gesetzeslage in Deutschland die Entwicklung in Richtung eines in Richtung eines auf Erneuerbaren basierten Stromsystems bis 2035 und klimaneutralen Energiesystems bis 2045 fortgesetzt wird. Neue Kernkraftwerke, deren Bau in den nächsten Jahren beauftragt werden könnten, würden dabei in ein Energiesystem eintreten, in dem an vielen Stunden eines Jahres die elektrische Last vollständig durch Windkraft und Photovoltaik abgedeckt wird. Ihre jährlichen Einsatzzeiten und damit ihre Wirtschaftlichkeit hinge von der in den verbleibenden Stunden benötigten Residuallast ab, d. h. vom Bedarf an elektrischer Energie nach Abzug der Produktion durch die Stromerzeugung mittels Winds und Photovoltaik.

Was kostet die Stromproduktion aus Kernkraft

Bei der Analyse der betriebswirtschaftlichen Kosten von Kraftwerken werden drei Kostenarten unterschieden:

Investitionskosten sind alle Kosten, die bis zur kommerziellen Inbetriebnahme des Kraftwerkes anfallen. Dies sind die Kosten der Planungsphasen, für Genehmigungen, für die Entwicklung der benötigten Infrastruktur, sowie die Baukosten. Diese Kosten fallen über viele Jahre an, lange bevor das Kraftwerk an das Netz gehen kann. Dadurch entstehen Finanzierungskosten bereits innerhalb der Planungs- und Bauphase. Diese sind aufgrund des finanziellen Risikos und der Kapitalverzinsung umso

höher, je länger diese Phase dauert. Investitionskosten werden in Euro je kW installierter Nennleistung des Kraftwerks angegeben. Wenn nicht anders erwähnt, beziehen sich die Kostendaten hier auf $Euro_{2020}$.

Für Neubauten von Kernkraftwerken werden heute Investitionskosten im Bereich von ca. 7000 bis 11 500 €/kW angesetzt (umgerechnet aus 7800 bis 12 800 US$/kW aus der LCOE Analyse der amerikanischen Investmentbank LAZARD aus dem Jahr 2021 bei einem Wechselkurs von 0,93 €/US$, Stand 29.6.2024). Es gibt zwar Modellrechnungen mit niedrigeren Werten. Die tatsächlichen Kosten laufender Neubauprojekte sind allerdings teilweise wesentlich höher, insbesondere in Europa (Wealer, Bauer, et al., 2021; Wealer, Breyer, et al., 2021; Steigerwald et al., 2023).

Kostentreibend wirken sich insbesondere die Finanzierungskosten während der mehrjährigen Bauzeit aus. Ein Zeitraum, in dem bereits hohe Ausgaben anfallen, denen aber noch kein Ertrag gegenübersteht (Koomey & Hultman, 2007; Koomey et al., 2017; MIT, 2018).

Grundsätzlich gehören auch alle Kosten und Aufwendungen am Lebensende des Kraftwerkes in diese Betrachtung, also der Rückbau und die Entsorgung der Anlage und der dann nicht mehr benötigten Infrastruktur. Diese werden abgezinst in den Investitionskosten berücksichtigt.

Arbeitsabhängige Betriebskosten fallen durch den Betrieb eines Kraftwerks an. Bei fossilen Kraftwerken ist der Hauptteil dieser Kosten durch den Verbrauch von Brennstoffen und den Erwerbskosten für CO_2-Emissionsberechtigungen bestimmt. Bei Kernkraftwerken sind die Aufwände für den Brennstoff demgegenüber deutlich geringer. Ebenfalls zu dieser Kostenart gehört der vorbeugende Austausch von Komponenten, abhängig von der Einsatzdauer des Kraftwerkes.

Steht das Kraftwerk still, fallen keine arbeitsabhängigen Betriebskosten an. Diese Kosten sind unmittelbar abhängig von der Menge der erzeugten elektrischen Energie und werden in Euro je bereitgestellter kWh elektrischer Energie und bezogen auf die Nettoerzeugung angegeben. Die arbeitsabhängigen Betriebskosten werden auch als Grenzkosten bezeichnet, sie bezeichnen die zusätzlichen Kosten für eine zusätzliche Einheit Output, angegeben in € je kWh elektrischer Energie. Diese Grenzkosten müssen niedriger sein als die Erlöse, damit der Betreiber einen Beitrag zur Deckung seiner Fixkosten (Investitionskosten und Vorhaltungskosten) erwirtschaftet.

Zu diesen Kosten gehört auch die Rückstellung von Kapital für die Endlagerung der verbrauchten Brennstäbe. Diese Kosten wurden in Deutschland aufgrund der Bildung eines separaten Fonds für die Endlagerkosten, für die bis 2023 betriebenen Kernkraftwerke separat bilanziert. Vereinfachend wird hier angenommen, dass diese Regelung auch für zukünftige Kernkraftwerke gelten könnte. Diese heute nicht absehbaren Kosten sind inzwischen der Allgemeinheit übergeben worden, sie sind also direkte Subventionen der Elektrizität aus Kernenergie. Da absehbar kein Endlager existiert, ist dies eine Belastung zukünftiger Generationen für die für sie vergangene Nutzung der Kernenergie. Die damit verbundene Diskussion über Generationengerechtigkeit ist nicht Gegenstand dieses Papers.

Vorhaltekosten sind alle Kosten, die unabhängig vom eigentlichen Betrieb anfallen, damit ein existierendes Kraftwerk bei Bedarf jederzeit die Stromproduktion aufnehmen kann und darf. Dies sind die Kosten für das Bedienpersonal und für in festen Zeitintervallen anstehende Wartungen und Sicherheitsinspektionen. Die Vorhaltekosten steigen in der Regel stark mit dem Alter der Kernkraftwerke. Sie werden in Euro je kW installierter Nennleistung und Jahr angegeben. Lovins (2013) berichtet, dass in den USA ältere Kernkraftwerke hohe arbeitsabhängige sowie Vorhaltekosten haben, so dass sich ihr Einsatz in wettbewerblichen Strommärkten häufig nicht mehr lohne. Das US-amerikanische Energie Ministerium (Department of Energy, DOE) beschreibt dies ebenfalls auf seiner Website und bietet Eigentümern bzw. Betreibern die Möglichkeit, um Förderkredite zu bieten (Pistner et al., 2024).

Die Summe aller drei Kostenarten ergibt die Gesamtkosten eines Kraftwerkes. Nachfolgend wird auf einige zur Bewertung von Kernkraft bedeutende Kostenelemente, wie externe Umweltkosten, die Kosten vorgelagerter Produktionsstufen (Uranabbau, Transporte, Anreicherung) und nachgelagerter Prozesse (Rückbau, Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle) nicht eingegangen, stattdessen wird auf die verfügbare Literatur verwiesen (Neles & Pistner, 2012; Wealer, Breyer et al., 2021; Wimmers et al., 2023; Hirschhausen et al., 2023; Engelbrecht et al., 2023; Bärenbold et al., 2024) Grund für diese Vereinfachung ist, dass für die Kernenergie bereits ohne Berücksichtigung dieser Kosten kein wirtschaftlich sinnvoller Ausbaupfad erkennbar ist.

Der Quotient aus Gesamtkosten und netto eingespeister elektrische Energie ergibt dann die **arbeitsbezogenen Gesamtkosten**, oder auch Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity (LCOE), angegeben in € je kWh). Diese sind in hohem Maße vom Ausnutzungsgrad des Kraftwerkes, also der je Kilowatt Nennleistung bereitgestellten elektrischen Energie abhängig. Dieser Nutzungsgrad wird oft auch als Volllast-Einsatzstunden pro Jahr bezeichnet (full load hours, berechnet aus der bereitgestellten Energie geteilt durch die Nennleistung beschreibt eine fiktive Anzahl Einsatzstunden bei voller Leistung.

Kernkraftwerke haben je kW installierter Nettoleistung im Vergleich zu Kohle- und Gaskraftwerken sehr hohe Investitionskosten. Kann ein Kernkraftwerk weitgehend störungsfrei rund um die Uhr im sogenannten Grundleistungseinsatz laufen, ist eine jährliche Einsatzdauer von bis zu 7500 Stunden möglich. Lediglich für die jährliche Wartung steht das Kraftwerk dann ca. 1000 Stunden im Jahr still. Es können damit je kW installierter Leistung so (und bei entsprechend hohem Bedarf an elektrischer Last) maximal 7500 kWh elektrische Energie erzeugt werden. Auch technische Nebenbedingungen müssen dafür erfüllt sein. Beispielweise eine ganzjährig ausreichende Kühlwasser-Verfügbarkeit, die für viele heutige und zukünftig angedachte Kraftwerksstandorte aufgrund des Klimawandels zunehmend in Frage steht (Khamis & Kavvadias, 2012; Lin et al., 2024). Khamis & Kavvadias (2012) beschreiben, dass die Ressource Wasser knapper wird und in Konkurrenz mit anderen Anforderungen wie Landwirtschaft und Abwasserentsorgung konkurriert. Lin et al. (2024) beschreiben ein vermehrtes Auftreten solcher Ereignisse für Kernkraftwerke, welche daher wenn überhaupt zukünftig vorrangig an Küsten gebaut werden.

Bei einem ganzjährigen Einsatz im Grundlastbetrieb, den nur wenige Kernkraftwerke in der Vergangenheit in Deutschland so ausgeprägt erreichen konnten, wird der größte Anteil der arbeitsbezogenen Gesamtkosten von den Investitionskosten bestimmt. Bei 10 000 €/kW Investitionskosten, 8 % Verzinsung und 50 Jahren Einsatzdauer ergeben sich bei 7500 Volllast-Einsatzstunden im Jahr 0,11 €/kWh nur durch die Investitionskosten. Mit arbeitsabhängigen Betriebskosten von 0,01 €/kWh sowie Vorhaltekosten bei Vollauslastung von nochmal 0,01 €/kWh ergeben sich daher 0,13 €/kWh arbeitsbezogene Gesamtkosten im Grundlasteinsatz. Dabei wurden 0,01 €/kWh für den Brennstoff, ohne Endlagerkosten oder Versicherungskosten gerechnet. In der Literatur werden Werte von 0,004 bis 0,012 €/kWh genannt (Cooper, 2014; Pannier & Skoda, 2014; Lazard, 2021).

Der hohe angenommene Zinssatz begründet sich aus dem Risiko, dass es während der langjährigen Bauzeit zu Verzögerungen oder einem Abbruch des Projekts kommt. Zu Verzögerungen kann es durch die hohe Komplexität der Technologie kommen, sowie durch Genehmigungsverfahren und Klagen. Zudem ist die Dynamik der Energiewende und damit die Geschwindigkeit, in der die Einsatzzeiten von Kernkraftwerken zurückgehen werden, ein großes wirtschaftliches Risiko während der Betriebszeit. Kreditgeber lassen sich das Risiko des Scheiterns eines Projektes durch entsprechend hohe Zinszahlungen vergüten.

Liegt die jährliche Einsatzdauer eines Kernkraftwerkes niedriger, steigt die Umlage der Investitionskosten je bereitgestellter kWh deutlich an. Bei jährlich 4000 Vollast-Einsatzstunden werden bereits 0,20 €/kWh Investitionskostenanteil erreicht, also 0,23 €/kWh Gesamtkosten. Auch die Vorhaltekosten je kWh steigen bei verringerter Auslastung, da sie monatliche Festkosten sind. In einem Kernkraftwerk, welches nur 2000 Volllast-Einsatzstunden im Jahr erreicht, betragen die arbeitsbezogenen Gesamtkosten ca. 0,45 €/kWh (siehe Abb. 1). Aus diesem Grund werden Kernkraftwerke heute ausschließlich im Grundlasteinsatz eingesetzt.

Kosten im Vergleich mit regenerativer Erzeugung

Die arbeitsbezogenen Gesamtkosten (LCOE) der Stromerzeugung von Wind- und Photovoltaik-Kraftwerken liegen deutlich niedriger als die von Kernkraftwerken, wie Abb. 1 deutlich macht.

Bei diesem Vergleich muss aber zusätzlich die Fähigkeit des Netzes berücksichtigt werden, die Gesamtnachfrage nach jeweils aktuell nachgefragter elektrischer Leistung zu decken. Kernkraftwerke sind grundsätzlich steuerbare Kraftwerke (sofern sie keinen Defekt haben oder gewartet werden müssen) und damit ist die Höhe der Leistungsabgabe in gewissen Grenzen und mit nicht zu hoher Geschwindigkeit regelbar (International Atomic Energy Agency, 2018; MIT, 2018; Blanchard & Massol, 2023). Wind- und Photovoltaik-Kraftwerke sind hingegen in ihrer Möglichkeit des Einsatzes vom vorhandenen Wind bzw. der Sonneneinstrahlung abhängig, können bei Überangebot jedoch sehr schnell abgeregelt werden (englisch *curtailing*).

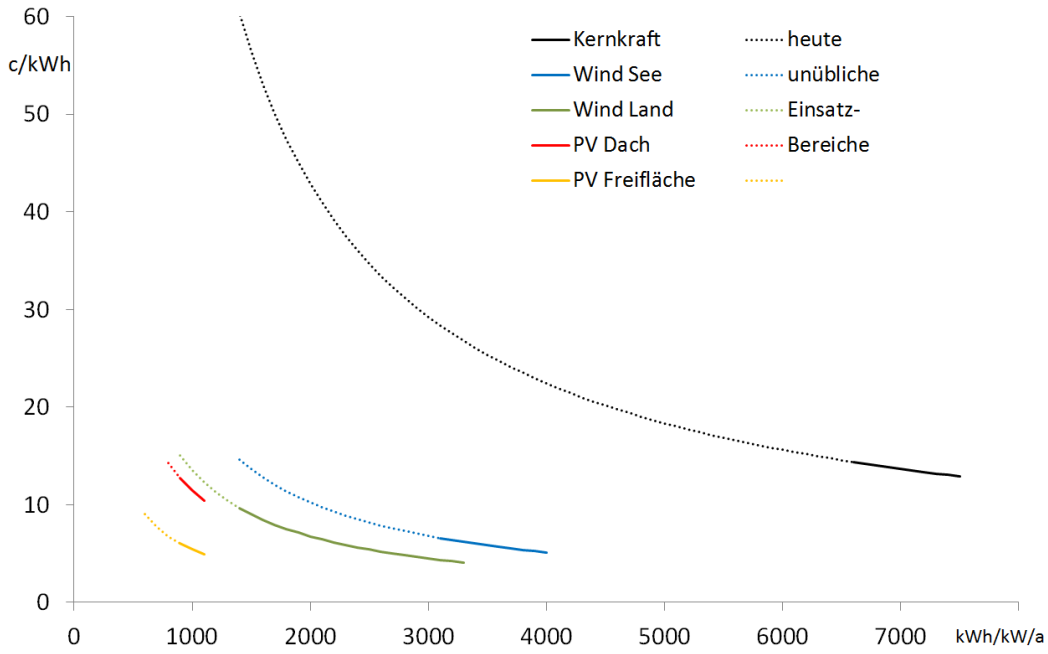

Abb. 1: *Abhängigkeit der arbeitsbezogenen Gesamtkosten von der mit jedem kW installierter Leistung erzeugter jährlichen Energiemenge (in kWh/Jahr).*
Darstellung basierend auf IEA (2019) und den folgenden Annahmen:
Kernkraftwerk Investitionskosten: 10 000 €/kW, Zinssatz 8 %, Laufzeit 50 Jahre, arbeitsabhängige Betriebskosten: 1c/kWh, Zinssatz 5 %, Laufzeit jeweils 20 Jahre
Wind (Offshore): 2300 €/kW, Zinssatz 5 %, Laufzeit jeweils 20 Jahre
Wind (Onshore): 1500 €/kW, Zinssatz 5 %, Laufzeit jeweils 20 Jahre
PV-Dach: 1300 €/kW, Zinssatz 5 %, Laufzeit jeweils 20 Jahre
PV: 650 €/kW, Zinssatz 5 %, Laufzeit 25 Jahre
Die Einheit der horizontalen Achse kWh/kW/a, also kWh je kW je Jahr, entspricht der Volllast-Nutzungsdauer in Stunden pro Jahr (h/a)

Betrachtet werden müssen daher auch die zusätzlich zur regenerativen Erzeugung notwendigen Kosten, die für die zeitgleiche und versorgungssichere Bedienung der Nachfrage anfallen. Dies sind Kosten für zusätzliche Stromleitungen, Kurzfrist-Speicher wie Batterien, Wärmespeicher-Kraftwerke, Lastmanagement und die Abdeckung von sogenannten Dunkelflauten durch z. B. mit Wasserstoff befeuerte Gas und Dampf (GuD) – oder Gasmotoren-Kraftwerke, Gasturbinen und zukünftig ggf. Brennstoffzellen inklusive der Herstellung des jeweils zum Betrieb benötigten Wasserstoffs. Gemeint sind hier Zeiten, in denen trotz starkem Ausbau von Wind und Photovoltaik diese regenerative Erzeugung den Bedarf nicht decken kann (Gerhardt et al., 2017; Breyer et al., 2022).

Die sich insgesamt ergebenden **Systemkosten** einer rein regenerativen Stromversorgung liegen in internationalen Studien, die vollständig erneuerbare Energiesystemen untersuchen, bei ca. 150 % bis 200 % der direkten regenerativen Stromerzeugungskosten (Bogdanov et al., 2019; Jacobson, 2020; Präger et al., 2024; Ram et al., 2022). Insgesamt bleiben somit die Gesamtkosten in einem Stromversorgungssystem auf Basis von Wind und Sonne unterhalb der Kosten von Strom erzeugt mit Kernkraftwerken im Grundlasteinsatz (Thellufsen et al., 2024).

Der Bedarf an Grundlast-Erzeugung sinkt und schwindet zukünftig vollständig

Kernkraftwerke sind (aufgrund ihrer Kostenstruktur mit sehr hohen Investitionskosten und niedrigen Betriebskosten) typische Grundlastkraftwerke, die aus wirtschaftlichen Gründen, wenn möglich rund um die Uhr eingesetzt werden. In einem System mit anwachsender Wind- und Photovoltaik-Stromerzeugung geht der Bedarf an Grundlast-Kraftwerken jedoch immer weiter zurück.

Abb. 2 zeigt die heutige Jahres-Dauerlinie der Last in Deutschland (blaue Linie in Abb. 2). Als Jahres-Dauerlinie bezeichnet man die absteigend sortierte Leistung, die im Verlaufe eines Jahres, z. B. in jeder Stunde oder Viertelstunde, aufgetreten ist. In Abb. 2 ablesen lässt sich, dass die heutige Grundlast ca. 46 000 MW beträgt. Diese oder eine höhere Leistung wird über mindestens 8000 Stunden im Jahr benötigt.

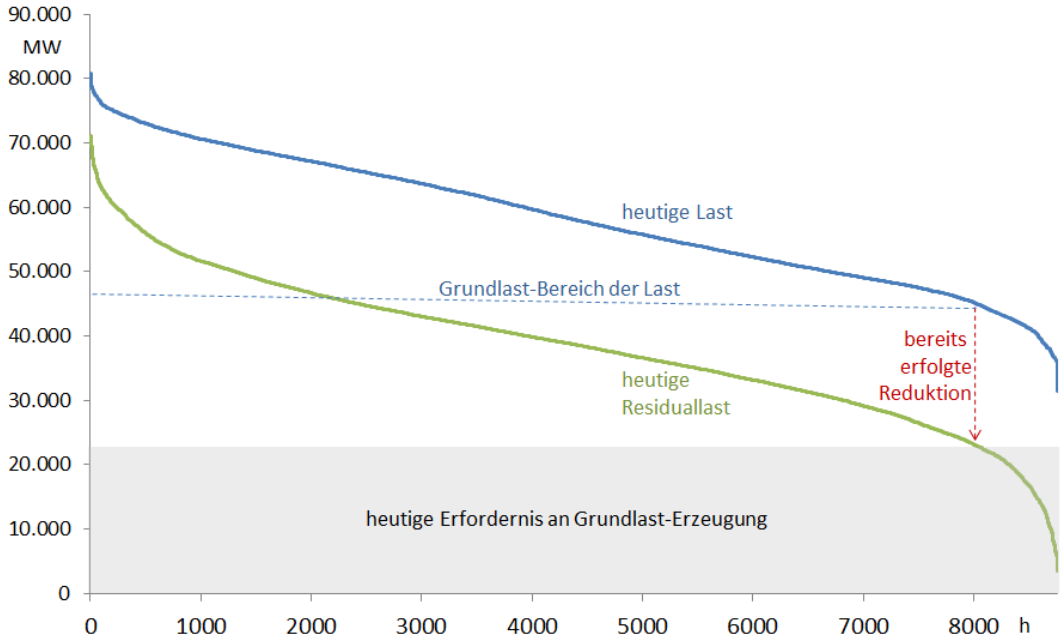

***Abb. 2**: Jahres-Dauerlinien der Last und Residuallast (Deutschland) mit Erfordernis an Grundlast-Erzeugung (Stand 2018). Daten aus www.energy-charts.de*

Als Residuallast wird die Last bezeichnet, die nach Einsatz von Wind, Photovoltaik, Wasser und Biomasse noch zu decken ist. Die Residuallast in Deutschland ist durch den bereits erfolgten Ausbau der regenerativen Erzeugung deutlich geringer (grüne Linie in Abb. 2) – und beträgt etwa 23 000 MW. Durch den bisherigen Ausbau von Wind- und PV-Anlagen wurde der Bedarf an Grundleistungs-Erzeugung bis 2018 halbiert.

Mit weiterwachsendem Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen geht der Bedarf an fossiler bzw. nuklearer Grundlast-Erzeugung weiter zurück und verschwindet absehbar: Ursache dafür ist, dass der Strombedarf in immer mehr Stunden des Jahres

vollständig durch die vorhandene regenerative Erzeugung gedeckt wird. Grundleistungs-Kraftwerke, also Kraftwerke, die gleichbleibend ohne Beachtung der ausreichend vorhandenen regenerativen Erzeugung in nahezu allen Stunden des Jahres in Betrieb sind, werden dann nicht mehr benötigt. Eine aktuelle Studie der Agora Energiewende (2022) rechnet für das Jahr 2035 nur noch mit etwa 3300 Stunden verbleibender Residuallast. Abb. 3 zeigt eine mögliche Dauerlinie der zukünftigen Residuallast mit Erwartungshorizont 2040 nach eigener Berechnung.

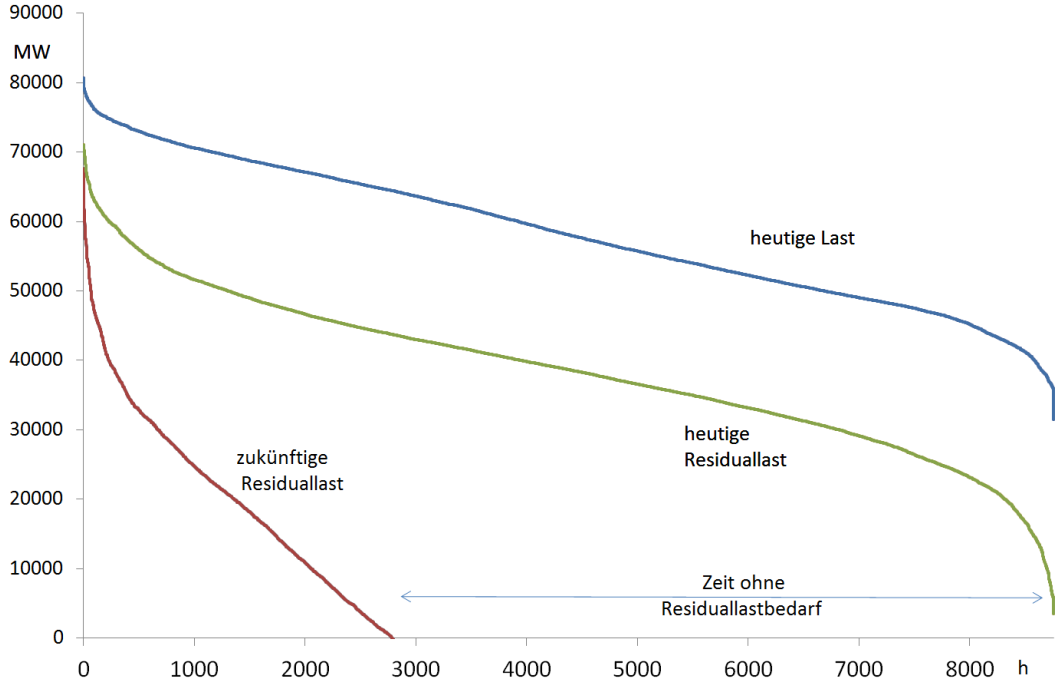

***Abb. 3**: zukünftige Residuallast im Jahr 2040, kein Einsatz von Grundlast-Erzeugung mehr notwendig. – Basierend auf eigenen Berechnungen für die zukünftige Residuallast und Daten der Last und Residuallast von 2018 von www.energy-charts.de*

Absehbar werden sich die Einsatzzeiten aller Grundleistungs-Kraftwerke daher in den nächsten Jahren stark verringern. Die realen Einsätze in einem existierenden Kraftwerkspark werden von den Grenzkosten der Erzeugung, also den arbeitsabhängigen Betriebskosten bestimmt. Das Vorgehen bezeichnet man als Merit Order Verfahren. Hierbei werden alle Kraftwerke im europäischen Strommarkt für jede Stunde separat anhand ihrer Gebotskosten sortiert. Die Gebotskosten liegen in fast allen Stunden, um keinen Verlust zu machen, gleich oder höher als die Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks. Beginnend beim Kraftwerk mit dem niedrigsten Preis bekommen alle Kraftwerke, die für die Deckung der (Residual)-Last benötigt werden, die Erlaubnis (und Verpflichtung), in der jeweiligen Stunde zu produzieren. Im europäischen Energiemarkt bekommen alle als Vergütung für die Erzeugung den Preis, den das letzte ausgewählte Kraftwerk geboten hat.

Obwohl Kernkraftwerke sehr niedrige Grenzkosten haben, können sie auch in diesem Vergleich wirtschaftlich nicht mit Wind- und Photovoltaikanlagen konkurrieren

(Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag, 2022; Steigerwald, 2023; Lazard, 2023).

Theoretisch denkbar wäre es, Kernkraftwerke nur in den Zeitbereichen zu betreiben, in denen die Erzeugung von Wind- und Photovoltaik-Kraftwerken nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken. Aufgrund der sich so ergebenden niedrigen jährlichen Einsatzzeiten würden sich ihre arbeitsbezogenen Gesamtkosten dann entsprechend der kürzeren Einsatzdauer stark erhöhen: Alle Kosten müssten dann auf die in den verbleibenden Betriebszeiten erzeugte elektrische Energie umgelegt werden. Dadurch steigen die Kosten je erzeugter kWh stark an, wie Abb. 4 zeigt.

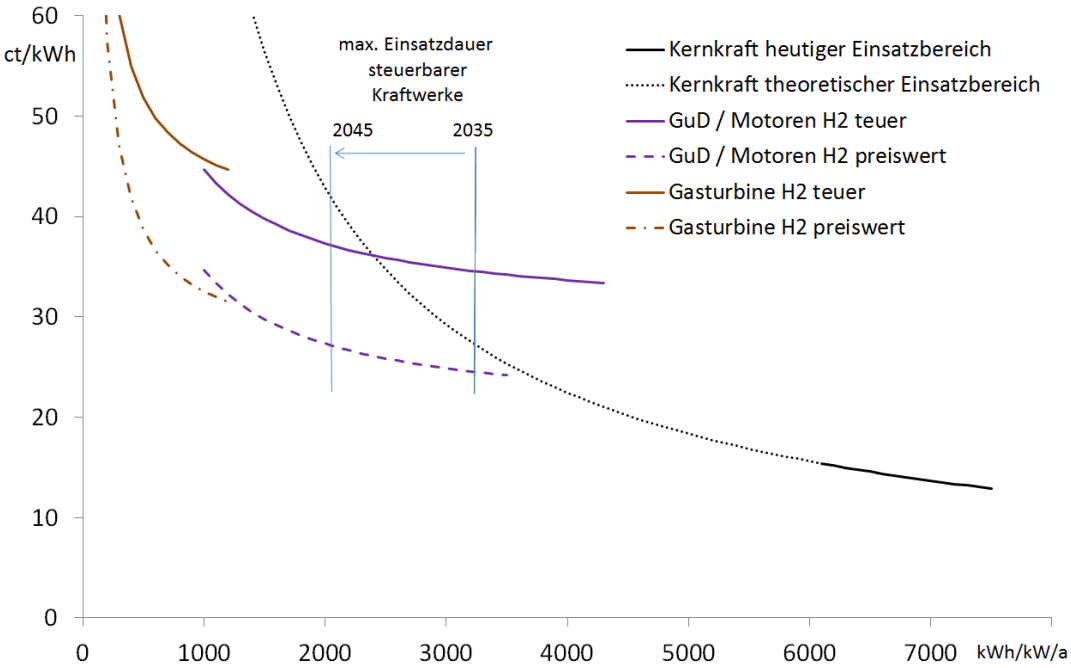

***Abb. 4**: Konkurrenzsituation von Kernkraftwerken gegenüber Wasserstoff-Kraftwerken bei nicht ausreichender regenerativer Erzeugung und in Abhängigkeit von den jährlichen Einsatzzeiten. Darstellung basierend auf IEA (2019) und den folgenden Annahmen:*
Kernkraftwerk: Investitionskosten: 10 000 Euro/kW, Zinssatz 8 %, Laufzeit 50 Jahre, arbeitsabhängige Betriebskosten: 1c/kWh
Wasserstoff-GuD: 2100 €/kW, Zinssatz 5 %, Laufzeit: 30 Jahre
Wasserstoff-Gasturbine: 800 €/kW, Zinssatz 5 %, Laufzeit: 30 Jahre
Angenommene H_2-Kosten: teuer 15 ct/kWh (2030–2035), preiswert 10 ct/kWh (2040)

Die Kernkraftwerke konkurrieren bei dieser Einsatzform zukünftig gegen mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke, die als Gasturbinen, Gasmotoren oder in GuD-Technik jeweils für kurze jährliche Einsatzdauern optimiert gebaut werden können. Da diese Wasserstoffkraftwerke zudem dezentral und in der Nähe von Wärmeverbrauchern positioniert sein werden, profitieren sie ggf. wirtschaftlich zusätzlich von der Nutzbarkeit der entstehenden Abwärme. Da die Abwärme-Nutzung sich bei den benötigten niedrigen Nutzungsdauern allerdings ggf. nicht wirtschaftlich realisieren lässt, wird sie hier quantitativ nicht als wirtschaftlicher Vorteil für wasserstoffbasierte Kraftwerke berücksichtigt.

Die in Stunden mit zu geringer regenerativer elektrischer Erzeugung zu erwartenden hohen Preise für den Residualstrom machen zudem den Bau von PV-Kraftwerken interessant, die eine höhere Erzeugung direkt nach Sonnenaufgang und vor Sonnenuntergang haben als die heute in Deutschland häufig verwendet feste Südausrichtung. Erreicht werden kann dies z. B. mit einachsiger Nachführung oder über eine Ost- oder Westausrichtung mit steiler Aufstellung der Module (z. B. als Agrar-Photovoltaik-Anlagen mit senkrechter Modulanbringung). Diese erzeugen dann besonders viel Energie in den Randstunden der Tageshelligkeit und damit in Stunden mit bisher geringer regenerativer Erzeugung. So werden die Einsatzzeiten der Residuallast-Kraftwerke weiter beschnitten.

Ebenfalls ist bei zukünftig sehr deutlichen Preisunterschieden zwischen den Zeiten mit Überschuss an regenerativer Erzeugung und den Zeiten mit Residuallastbedarf eine gezielte Verschiebung von elektrischer Abnahme in Zeiten mit niedrigen Preisen zu erwarten. Diesen Preisunterschied machen zudem den Einsatz von Kurzzeitspeicher, wie Batterien, zur Verschiebung von Überschusserzeugung in Zeiten mit Residuallast-Bedarf wirtschaftlich sinnvoll. Erwartet wird daher, dass die Einsatzzeiten für Residuallast-Kraftwerke zukünftig weiter schrumpfen werden. Abb. 4 zeigt diese Tendenz, sowie erwartete arbeitsbezogene Gesamtstromerzeugungskosten von Wasserstoff-Gasturbinen, Wasserstoff-Motoren- bzw. GuD-Kraftwerken und Kernkraftwerken.

Im Einsatzbereich um 3000 Stunden pro Jahr sind Kernkraftwerke wirtschaftlich nur konkurrenzfähig, wenn die für 2030 erwarteten Wasserstoff-Preise in den Folgejahren nicht deutlich sinken werden. Dieses wirtschaftliche Problem der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken kann auch nicht durch Exporte in Nachbarländern umgangen werden. Zum einen wird der Importbedarf der Nachbarländer durch eigene Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen beschränkt sein. Zum anderen sind die Exportmöglichkeiten durch die Grenzkuppelstellen des Übertragungsnetzes begrenzt. Genau zu den Zeiten, zu denen die Erzeugung aus Kernkraftwerken exportiert werden müsste, konkurrieren sie um die beschränkten Exportmöglichkeiten gegen die Erzeugung durch Wind und Sonne, die mit ihren niedrigeren Grenzkosten diesen Wettbewerb für sich entscheiden.

Diesem Ringen um Einsatzzeiten sind die Kernkraftwerke auch während Zeiten mit nicht ausreichender heimischer Erzeugung aus Wind und Sonne ausgesetzt. Denn dann müssen sie gegen Importe aus dem Ausland bestehen, was wiederum potenzielle Einsatzzeiten bzw. die Erlöse verringert.

Befürworter für ein gemischtes System von Kernkraft und erneuerbaren Energien verweisen in diesem Zusammenhang auf spezielle Verbraucher mit hohem Grundlastbedarf. Über langfristige direkte Lieferverträge soll die Grundlasterzeugung aus Kernkraftwerken direkt an diese Kunden, beispielsweise für die kontinuierliche Produktion von Wasserstoff, gehen (International Atomic Energy Agency, 2019). Der Abschluss solcher langfristiger Grundlast-Lieferverträge hilft aber nicht aus dem wirtschaftlichen Problem heraus, dass Grundleistung aus Kernkraftwerken teurer ist als Grundleistung aus dargebotsabhängiger Erzeugung aus PV und Wind kombiniert

mit steuerbarer Erzeugung aus zukünftigen (Wasserstoff-)Gaskraftwerken (Thellufsen et al., 2024). Diese in Studien vorhergesagten Kostenverhältnisse spiegeln sich auch im heutigen Börsen-Marktpreis für die zukünftigen Stromlieferungen wider. Dieser liegt für das Lieferjahr 2034 bei nur 67 €/MWh, also 0,067 €/kWh (German Power Futures, EEX, Stand Juni 2024).

Ein Kernkraftwerks-Betreiber müsste für seine Grundlast-Lieferungen Kunden finden, die zu den deutlich höheren Kosten der Kernkraft-Erzeugung kaufen. Das erscheint unter dem zusätzlichen Risiko langer Bauzeiten und notwendiger, sehr langfristiger Abnahmeverträge unwahrscheinlich. Da marktwirtschaftlich so keine Vertragsabschlüsse zustande kommen werden, bliebe nur die staatliche Garantie von für den Bau von Kernkraftwerken auskömmlichen Erlösen, gekoppelt mit einer staatlichen Abnahmegarantie. Diesen Weg ist Großbritannien beim Neubau zweier Reaktorblöcken in Hinkley-Point, Anlage C zu Lasten der Stromverbraucher gegangen. Zusätzlich notwendig waren dort staatliche Bürgschaften für die Bauphase, um einen Baubeginn zu erreichen: Der garantierte Abnahmepreis beträgt 92 £/MWh für 36 Jahre und liegt damit wesentlich höher als die Kosten für Alternativen, insbesondere aus Windenergie (Thomas, 2016).

Laufzeitverlängerungen sind in der Regel nicht ökonomisch einträglich

Selbst bei Laufzeitverlängerungen bestehender Kernkraftwerke ist in der Regel kein Kostenvorteil gegenüber dem Neubau von erneuerbarer Technologie zu erwarten. Denn Laufzeitverlängerungen verursachen regelmäßig zusätzliche Kosten durch aufgrund des Alters der Anlagen notwendige Ertüchtigungen. So liegen die zusätzlichen Kosten der geplanten Laufzeitverlängerungen in Frankreich (der „*grand carénage*“) bei ca. 0,03 bis 0,04 €/kWh, d. h. auf dem Niveau des Neubaus von Erneuerbaren (eigene Berechnung basierend auf den Daten aus Électricité de France (2020) und der Kostenanpassung für das gesamte Programm zu 49,4 Mrd. €). In den USA gingen zwischen 2009 und 2021 zwölf Kernkraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen vom Netz, obwohl diese noch über verbleibende Laufzeiten von 10 bis 20 Jahren verfügten (Bah, 2023; US NRC, 2023).

Die mögliche Geschwindigkeit des Ausbaus von Kernenergie im Vergleich zum regenerativen Energieausbau

Kernkraftwerke haben sehr lange Planungs- und Bauzeiten. In Europa ist derzeit eine Dauer von zehn Jahren für diese beiden Phasen schon als optimistisch anzusehen; die realen Bauzeiten der letzten fertiggestellten oder im Bau befindlichen Anlagen liegen deutlich darüber. Der Reaktor Olkiluoto-3 in Finnland kam 2023 nach 20 Jahren Bauzeit ans Netz. Der Reaktor Kozloduy-6 in Bulgarien benötigte 11 Jahre, Czernavoda-

1 in Rumänien 13 Jahre, und Czernavoda-2 in Rumänien 24 Jahre. Der Bau des Kernkraftwerks Flamanville in Frankreich läuft seit 2005, d. h. seit 18 Jahren, der Leistungsbetrieb wird inzwischen für Mitte der 2020er Jahre erwartet, über 20 Jahre nach dem Baustart.

Die weltweit niedrigsten KKW-Bauzeiten wurden zuletzt in China und Korea mit ca. sechs bis sieben Jahren realisiert. Mit vorgeschalteten Planungs-, Genehmigungs- und Ausschreibungszeiten von optimistisch angenommenen drei Jahren könnte ein erstes Kernkraftwerk unter der ebenfalls optimistischen Annahme, dass in Europa ähnliche Bauzeiten erreicht werden können, frühestens neun Jahren nach dem Beschluss in Betrieb gehen. Die realen Erfahrungen mit dem Bau von Kraftwerken in der EU deuten hingegen auf deutlich längere Bauzeiten hin.

Die reinen Bauzeiten von Wind- und Photovoltaik-Kraftwerken sind wesentlich niedriger. Die heute überlangen Genehmigungsverfahren lassen sich durch Veränderung der Regelwerke und ohne Verluste der Sicherheit von Personen deutlich beschleunigen. Die Bundesregierung plant bis 2035 den Zubau von 57 GW Wind (Onshore), 22 GW Wind (Offshore) und 150 GW Photovoltaik (SPD, Grüne, FDP, 2021). Ein solcher Zubaupfad gilt als ambitioniert, ist aber realistisch. Mit diesen zusätzlich errichteten regenerativen Kraftwerken kann dann jährlich elektrische Energie im Umfang von ca. 370 TWh erzeugt werden (berechnet mit einer jährlichen Erzeugung aus: Photovoltaik von 900 kWh/kW, Wind (Offshore) von 3500 kWh/kW, sowie Wind (Onshore) von 2800 kWh/kW).

Gedankenexperiment: Sollte in Deutschland die gleiche Energiemenge ebenfalls ab dem Jahr 2035 mit Kernenergie erzeugt werden, müssten bis spätestens 2025 gleichzeitig 37 Kernkraftwerksblöcke mit je 1400 MW, also einer Gesamtleistung von 52 GW, in Auftrag gegeben werden. Diese Blöcke müssten dann jeweils ca. 7200 Stunden jährliche Einsatzzeiten erreichen, um jährlich die gleiche Energiemenge zu erzeugen, die durch den geplanten Zubau von Wind- und Photovoltaik-Kraftwerken erreicht wird. Sie müssten also auch dann laufen, wenn die regenerativen Kraftwerke bereits ausreichend Leistung bereitstellen.

Auch ein solcher, hypothetischer Pfad zum Aufbau einer umfangreichen Stromerzeugung aus Kernenergie würde weniger CO_2-Emissionen vermeiden als der geplante regenerative Ausbaupfad, denn der regenerative Zubau erfolgt kontinuierlich und sorgt so direkt für CO_2-Minderungen, während im hypothetischen Kernkraftpfad bis zur Fertigstellung 2035 keine CO_2-Minderungen erreicht würde.

Die hohe Anzahl der benötigten Blöcke zeigt die Größe des Problems, die allein schon bei der Standortsuche entstünde. Auch ist eine gleichzeitige Beauftragung von so vielen Kernkraftwerksblöcken aus heutiger Sicht nicht machbar. Sie würde die heute verfügbaren weltweiten Kapazitäten – z. B. zur Produktion von Reaktordruckbehältern – um ein Vielfaches überschreiten. Auch der Fachkräftemangel für Planungsleistungen für Kernkraftwerke ist eklatant und lässt ein solches Vorgehen nicht umsetzbar erscheinen. Viele Kernkraftwerksplaner sind längst im Ruhestand, entsprechende Studiengänge wurden in den letzten 30 Jahren in Deutschland eingestellt und Praxiserfahrungen beim Bau von Kernkraftwerken konnten nicht gemacht werden. Zudem erscheint es unwahrscheinlich, die benötigte Menge Risikokapital einwerben

zu können, um gleichzeitig 52 GW Kernkraftwerke finanzieren zu können, ohne ein einziges seit über 30 Jahren in Deutschland gebaut zu haben. Wirklich umsetzbar erscheint ein solches Ausbauszenario daher aus vielen Gründen nicht.

Realistisch betrachtet können Kernkraftwerke, die ab heute geplant und gebaut werden, in nennenswertem Umfang erst dann verfügbar sein, wenn der Strommarkt bereits von Wind- und Photovoltaik-Anlagen dominiert wird. In einem solchen besteht aber kein Bedarf an Grundlastkraftwerken mehr, die kontinuierlich Strom erzeugen. Die erreichbaren jährlichen Einsatzzeiten für Kernkraftwerke wären dann viel zu gering, um konkurrenzfähig Strom erzeugen zu können, wie oben gezeigt wurde.

Das hier durchgeführte Gedankenexperiment weist auch auf ein strukturelles Problem in anderen Ländern hin, in denen die Klimaneutralität durch den Bau von neuen Kernkraftwerken unterstützt werden soll, wie z. B. in Frankreich, der Slowakei oder auch Japan. In Ländern mit bestehenden Kernkraftwerken oder geplantem Bau neuer Kernkraftwerke gibt es mit den Betreibern der Bestandskraftwerke und den Neubau-Investoren Interessengruppen, die aus wirtschaftlichem Eigeninteresse keinen Ausbau erneuerbarer Energien wünschen, weil dadurch ihr Marktanteil und ihre Erlöse geschwächt würden (Hennicke et al., 2024).

Flexibilisierung von Kernkraftwerken über Wärmespeicher?

Teilweise wird argumentiert, dass bei Neubauten von Kernkraftwerken die Möglichkeit besteht, diese über zusätzlich zu bauenden Wärmespeicher zu flexibilisieren, um so preislich konkurrenzfähig zu werden. Der teure Reaktor als primärer Wärmeerzeuger des Kernkraftwerks soll so kleiner dimensioniert und damit kontinuierlich betrieben werden können. Zusätzlich sollen sehr groß dimensionierte Wärmespeicher direkt am Kraftwerksstandort gebaut werden, z. B. als Salzschmelze-Speicher. Ist die direkt erzeugte Elektrizität aus dem Kraftwerk aufgrund zu niedriger Preise nicht sinnvoll vermarktbar, sollen die Wärmespeicher befüllt werden. In den Zeiten mit Residuallastbedarf, in denen also die elektrische Erzeugung durch Wind- und Photovoltaik-Anlagen unter den Bedarf fällt, sollen die befüllten Wärmespeicher genutzt werden, um den größer dimensionierten Dampfkreislauf- und Generatorteil, in dem die elektrische Leistung erzeugt wird, anzutreiben (Duan et al., 2022).

Die arbeitsbezogenen Kosten je kWh (LCOE) steigen durch diesen technischen Aufbau gegenüber reinem Grundlasteinsatz an. Grundsätzlich sind auf diesem Wege Kostenvorteile bei niedrigen Einsatzzeiten gegenüber der heute praktizierten Auslegung wahrscheinlich.

Derzeit ist allerdings offen, ob, wo und wann ein so ausgelegter Reaktor erstmalig realisiert werden kann. Das technische Konzept ist in dieser Größenordnung nicht erprobt. Höhere Genehmigungs- und Bauzeiten sind damit wahrscheinlich. Ein weiteres Problem solcher Konzepte, die die herkömmlichen Auslegungen drastisch verändern, ist die Vorsicht der Investoren. Solange es noch keine wirtschaftlich betriebene Refe-

renz-Anlage normaler Baugröße gibt, werden hohe Risikozuschläge für Kapitalbereitstellung fällig. Zu erwarten ist, dass erst nach erfolgreichem Bau eines Prototyps und mehrjähriger Betriebserfahrung in nennenswertem Umfang weitere Anlagen gebaut werden würden. Damit würden solche Reaktoren erst dann umfangreich in den Markt eintreten können, wenn der Ausbau von Wind- und PV-Kraftwerken sehr weit fortgeschritten ist.

Die anderen in diesem Text nicht diskutieren problematischen Aspekte von Kernkraftwerken bleiben natürlich auch bei einem um einen Wärmespeicher erweitertes Kernkraftwerk bestehen (Thellufsen et al., 2024).

Fazit

Sowohl in Deutschland als auch in anderen Ländern wird im politischen Diskurs aus unterschiedlichen Beweggründen gefordert, Atomenergie weiterhin zum Erreichen von Klimaschutzzielen einzusetzen und ein Energiesystem zu entwickeln, in dem Atomenergie und erneuerbare Energie parallel vertreten sind. Auch in einigen Szenarien, die in den aktuellen IPCC-Berichten beschrieben sind, wird Kernkraft als mögliche Form der Energiebereitstellung entsprechend berücksichtigt (IPCC WG III, 2022).

Anhand einer Kostenanalyse wird hier gezeigt, dass Kernkraftwerke sehr hohe Gesamtkosten haben und selbst bei hoher Auslastung die Stromkosten von Kernkraft höher sind als die in einem Stromversorgungssystem auf Basis rein erneuerbarer Energieträger.

Darüber hinaus geht der Bedarf an Grundleistungs-Kraftwerken mit dem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien weiter zurück und verschwindet bei hohen Anteilen der Erneuerbaren vollständig. Grundlastkraftwerke, die stetig gleichbleibend viel elektrische Energie erzeugen, werden zukünftig nicht benötigt. Vielmehr sind Kraftwerke notwendig, die flexibel zu Zeiten zu niedriger regenerativer Erzeugung hochgefahren werden können. Solche Kraftwerke haben dann jährliche Einsatzzeiten von wenigen hundert Stunden bis etwa 3300 Stunden. Mit solchen Einsatzdauern verursachen Kernkraftwerke sehr hohe Kosten je erzeugter Kilowattstunde. Der Neubau von Kernkraftwerken ist daher nicht wirtschaftlich. Selbst Laufzeitverlängerungen von Kernkraftwerken sind aufgrund der damit einhergehenden Ertüchtigungskosten in der Regel bereits heute nicht wirtschaftlich darstellbar.

Die Kostenanalyse zeigt, dass Kernkraft keine ergänzende Rolle zu erneuerbaren Energien in einem CO_2-freien Stromsystem darstellt. Der Kostennachteil der Kernkraft wird mit steigenden Erneuerbaren-Anteilen immer größer, sodass Kernkraftwerksbetreiber einen Anreiz haben werden, den Ausbau erneuerbarer Energien, sowie forcierte Stromsparmaßnahmen zu behindern. Der Neubau von Kernkraftwerken oder deren Erhalt durch Laufzeitverlängerung erzeugt so eine unerwünschte Transformationsresistenz hin zu einem Energiesystem auf erneuerbarer Basis.

Literatur

Agora Energiewende, Prognos AG, & Consentec GmbH. (2022). Klimaneutrales Stromsystem 2035. www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf

Baade, F. (1958). *Welt-Energiewirtschaft: Atomenergie—Sofortprogramm oder Zukunftsplanung*. Rowohlt.

Bah, M. M. (2023). State and federal nuclear support schemes in dynamic electricity market conditions: Insights from NYISO and PJM. *Energy Policy*, *182*, 113764. doi: 10.1016/j.enpol.2023.113764

Bärenbold, R., Bah, M. M., Lordan-Perret, R., Steigerwald, B., Von Hirschhausen, C., Wealer, B., Weigt, H., & Wimmers, A. (2024). Decommissioning of commercial nuclear power plants: Insights from a multiple-case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 201, 114621. doi: 10.1016/j.rser.2024.114621

Blanchard, A., & Massol, O. (2023). The economics of flexible nuclear generation in low-carbon power systems: A stochastic dual dynamic programming approach [Vortrag]. Session 4c: Scenarios, Berlin. www.tu.berlin/wip/veranstaltungen/veranstaltungsreihen/atom-day

Bogdanov, D., Farfan, J., Sadovskaia, K., Aghahosseini, A., Child, M., Gulagi, A., Oyewo, A. S., de Souza Noel Simas Barbosa, L., & Breyer, C. (2019). Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps. *Nature Communications*, *10*, 1077. doi: 10.1038/s41467-019-08855-1

Böse, F., Wimmers, A., Steigerwald, B., & von Hirschhausen, C. (2024). Questioning nuclear scale-up propositions: Availability and economic prospects of light water, small modular and advanced reactor technologies. *Energy Research & Social Science*, *110*, 103448. doi: 10.1016/j.erss.2024.103448

Breyer, C., Bogdanov, D., Ram, M., Khalili, S., Vartiainen, E., Moser, D., Román Medina, E., Masson, G., Aghahosseini, A., Mensah, T. N. O., Lopez, G., Schmela, M., Rossi, R., Hemetsberger, W., & Jäger-Waldau, A. (2022). *Reflecting the energy transition from a European perspective and in the global context—Relevance of solar photovoltaics benchmarking two ambitious scenarios*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, pip.3659. doi: 10.1002/pip.3659

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). Bekanntmachung der Richtlinie zum Förderprogramm „Bürgerenergiegesellschaften“ bei Windenergie an Land. www.bundesanzeiger.de/pub/publication/TLXzPEv6q4RxgRJJHyd/con-?1

Cooper, M. (2014). Small modular reactors and the future of nuclear power in the United States. *Energy Research & Social Science*, *3*, 161–177. doi: 10.1016/j.erss.2014.07.014

Davis, L. W. (2012). Prospects for nuclear power. *Journal of Economic Perspectives*, *26*, 49–66. doi: 10.1257/jep.26.1.49

Dong, Z., Li, B., Li, J., Guo, Z., Huang, X., Zhang, Y., & Zhang, Z. (2021). Flexible control of nuclear cogeneration plants for balancing intermittent renewables. *Energy*, *221*, 119906. doi: 10.1016/j.energy.2021.119906

Duan, L., Petroski, R., Wood, L., & Caldeira, K. (2022). Stylized least-cost analysis of flexible nuclear power in deeply decarbonized electricity systems considering wind and solar resources worldwide. *Nature Energy*. doi: 10.1038/s41560-022-00979-x

EEX. (2024). German power futures. www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures

Électricité de France (EDF). (2020). EDF adjusts the cost of its Grand Carénage programme. www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/edf-adjusts-the-cost-of-its-grand-carenage-programme

El-Emam, R. S., Constantin, A., Bhattacharyya, R., Ishaq, H., & Ricotti, M. E. (2024). Nuclear and renewables in multipurpose integrated energy systems: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *192*, 114157. doi: 10.1016/j.rser.2023.114157

Engelbrecht, H., Priester, M., & Rechlin, A. (2023). *Nachhaltigkeitsaspekte der Urangewinnung – Anmerkungen zur Taxonomie-Entscheidung der EU*. doi: 10.5281/zenodo.7741375

Gerhards, C., Weber, U., Klafka, P., Golla, S., Hagedorn, Baumann, F., Brendel, H., Breyer, C., Clausen, J., Creutzig, F., Daub, C.-H., Helgenberger, S., Hentschel, K.-M., Hirschhausen, C. von, Jordan, U., Kemfert, C., Krause, H., Linow, S., Oei, P.-Y., … Weinsziehr, T. (2021). Klimaverträgliche Energieversorgung für Deutschland – 16 Orientierungspunkte. doi: 10.5281/zenodo.4409334

Gerhardt, N., Böttger, D., Trost, T., Scholz, A., Pape, C., Gerlach, A.-K., Härtel, P., & Ganal, I. (2017). Analyse eines europäischen −95 %-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht, Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (S. 48). Frauenhofer IWES. www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Jahreberichte/Auswertung_7Wetterjahre_95Prozent_final_FraunhoferIWES.pdf

Haywood, L., Leroutier, M., Pietzcher, R. (2024). Why investing in new nuclear plants is bad for

the climate. *Joule*, *7*, 1663-1678. doi: 10.1016/j.joule.2023.07.006

Hennicke, P., Roettger, A., Präger, F., von Hirschhausen, C (2024). Das Atomsystem bremst die sozial-ökologische Transformation zur Dekarbonisierung. Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 16, 52 S. doi: 10.5281/zenodo.11406367

Hirschhausen, C. V., Steigerwald, B., Hoffart, F. M., Kemfert, C., Weibezahn, J., & Wimmers, A. (2023). *Energie- und Klimaszenarien gehen paradoxerweise von einem starken Ausbau der Atomenergie aus*. doi: 10.18723/DIW_WB:2023-44-1

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2018). *Non-baseload operation in nuclear power plants: Load following and frequency control modes of flexible operation*. www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2019). *Nuclear-renewable hybrid energy systems for decarbonized energy production and cogeneration*. Proceedings of a technical meeting held in Vienna, 22-25 October 2018. IAEA.

IEA (International Energy Agency). (2019). *Nuclear Power in a Clean Energy System*. webstore.iea.org/download/direct/2779?fileName=Nuclear_Power_in_a_Clean_Energy_System.pdf

IPCC WG III. (2022). Mitigation of climate change. Working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, contribution to the sixth assessment report. www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/

Jacobson, M. Z. (2020). *100% clean, renewable energy and storage for everything*. Cambridge University Press. doi: 10.1017/9781108786713

Khamis, I., & Kavvadias, K. C. (2012). Trends and challenges toward efficient water management in nuclear power plants. *Nuclear Engineering and Design*, *248*, 48–54. doi: 10.1016/j.nucengdes.2012.03.039

Koomey, J., & Hultman, N. E. (2007). A reactor-level analysis of busbar costs for US nuclear plants, 1970–2005. *Energy Policy*, *35*, 5630–5642. doi: 10.1016/j.enpol.2007.06.005

Koomey, J., Hultman, N. E., & Grubler, A. (2017). A reply to "Historical construction costs of global nuclear power reactors". *Energy Policy*, *102*, 640–643. doi: 10.1016/j.enpol.2016.03.052

Lazard. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis 15.0*. www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf

Lazard. (2023). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis 16.0*. www.lazard.com/media/2ozoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf

Lin, H., Zhang, S., Cao, R., Yu, S., Bai, W., Zhang, R., Yang, J., Dai, L., Chen, J., Zhang, Y., Xu, H., Liu, K., & Zhang, X. (2024). A review on the risk, prevention and control of cooling water intake blockage in coastal nuclear power plants. *Nuclear Engineering and Technology*, *56*, 389–401. doi: 10.1016/j.net.2023.10.009

Löbl, O. (1956). Wirtschaftlichkeit der Atomenergie. *Elektrotechnische Zeitschrift*, *77*, 460–464.

Lovins, A. B. (2013). The economics of a US civilian nuclear phase-out. *Bulletin of the Atomic Scientists*, *69*, 44–65. doi: 10.1177/0096340213478000

Massachusetts Institute of Technology (MIT). (2018). *The future of nuclear energy in a carbon-constrained world*. energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf

Neles, J. M., & Pistner, C. (2012). *Kernenergie: Eine Technik für die Zukunft*? Springer Berlin Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-642-24329-5

Pannier, C. P., & Skoda, R. (2014). Comparison of small modular reactor and large nuclear reactor fuel cost. *Energy and Power Engineering*, *6*, 82–94. doi: 10.4236/epe.2014.65009

Pistner, C., Englert, M., von Hirschhausen, C., Böse, F., Gast, L., Steigerwald, B., & Donderer, R. (2024). *Analyse und Bewertung des Entwicklungsstands, der Sicherheit und des regulatorischen Rahmens für sogenannte neuartige Reaktorkonzepte*. BASE – Forschungsberichte zur Sicherheit der nuklearen Entsorgung BASE-018/24. Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung. www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/fachinfo/fa/Abschlussbericht_neuartige_Reaktorkonzepte_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Präger, F., Breyer, C., Fell, H.-J., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Steigerwald, B., Traber, T., Wealer, B. (2024). Evaluating nuclear power's suitability for climate change mitigation: technical risks, economic implications and incompatibility with renewable energy systems. *Frontiers in Environmental Economics*, *3*, 1242818. doi: 10.3389/frevc.2024.1242818

Ram, M., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, A. S., Odai Mensah, T. N., Child, M., Caldera, U., Sadovskaia, K., Barbosa, L. D. S. N. S., Fasihi, M., Khalili, S., Traber, T., & Breyer, C. (2022). Global energy transition to 100% renewables by 2050: Not fiction, but much needed impetus for developing economies to leapfrog into a sustainable future. *Energy*, *246*, 123419. doi: 10.1016/j.energy.2022.123419

SPD, Grüne, FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. cms.gruene.de/uploads/documents/Koalitionsvertrag-SPD-GRUENE-FDP-2021-2025.pdf

Steigerwald, B., Weibezahn, J., Slowik, M., & Von Hirschhausen, C. (2023). Uncertainties in estimating production costs of future nuclear technologies: A model-based analysis of small modular reactors. *Energy*, *281*, 128204. doi: 10.1016/j.energy.2023.128204

Thellufsen, J.Z., Lund, H., Mathiesen, B.V., Østergaard, P.A., Sorknæs, P., Nielsen, S., Madsen, P.T., Andresen, G.B. (2024). Cost and system effects of nuclear power in carbon neutral systems. *Applied Energy*, *371*, 123705. doi. 10.1016/j.apenergy.2024.123705

Thomas, S. (2016). The Hinkley Point decision: An analysis of the policy process. *Energy Policy*, *96*, 421–431. doi: 10.1016/j.enpol.2016.06.021

United States Nuclear Regulatory Commission (US NRC). (2023). Information digest, 2022-2023 (NUREG-1350 34; S. 179). www.nrc.gov/docs/ML2304/ML23047A371.pdf

Wealer, B., Bauer, S., Hirschhausen, C. v., Kemfert, C., & Göke, L. (2021). Investing into third generation nuclear power plants—Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *143*, 110836. doi: 10.1016/j.rser.2021.110836

Wealer, B., Breyer, C., Hennicke, P., Hirsch, H., von Hirschhausen, Klafka, P., Kromp-Kolb, H., Präger, F., Steigerwald, B., Traber, T., Baumann, F., Herold, A., Kemfert, C., Kromp, W., Liebert, W., & Müschen, K. (2021). Kernenergie und Klima. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future*. doi: 10.5281/zenodo.5573718

Wimmers, A., Bärenbold, R., Bah, M. M., Lordan-Perret, R., Steigerwald, B., von Hirschhausen, C., Weigt, H., & Wealer, B. (2023). Decommissioning of nuclear power plants: regulation, financing, and production (DIW Data Documentation 104; S. 226). DIW Berlin, German Institute for Economic Research. www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.864222.de/diw_datadoc_2023-104.pdf

Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag. (2022). *Gestehungskosten von Strom im Vergleich*. www.bundestag.de/resource/blob/887090/1867659c1d4edcc0e32cb093ab073767/WD-5-005-22-pdf-data.pdf

(Einige Veröffentlichungen der Scientists for Future)

Rolle der Autoren: *Peter Klafka (korrespondierender Autor): Konzeption, Modellierung, Erstfassung des Textes, Konsolidierung und Redaktion des Manuskripts, von Hirschhausen: Gleichberechtigte Mitarbeit an der Erstfassung, Hennicke, Steigerwald und von Hirschhausen: Fachliche Beiträge, Überarbeitung des Textes im Hinblick auf Stimmigkeit und Korrektheit.*

Danksagungen: *Wir danken Christian Breyer, Gregor Hagedorn und Alexander Wimmers für inhaltliche und sprachliche Verbesserungsvorschläge.*

Schlagwörter: Kernenergie, erneuerbare Energie, Klimaschutz, Dekarbonisierung, Kosten

Key words: Nuclear energy, Renewable energy, Climate change mitigation, Decarbonisation, Cost

Dieser Text wurde von Wissenschaftler:innen verfasst, die sich im Rahmen der „Scientists for Future engagieren und stellt die Sichtweise der Autor:innen, nicht aber aller bei Scientists for Future aktiven Wissenschaftler:innen dar. Er wurde von unabhängigen Fachexpert:innen (sowohl aus S4F als extern) hinsichtlich seiner wissenschaftlichen Qualität und Belegbarkeit seiner Argumente positiv begutachtet. Verantwortliche Herausgeber:innen der »Diskussionsbeiträge der Scientists for Future« sind: Claus-Heinrich Daub, Kirsten von Elverfeldt, Gregor Hagedorn, Clara Herdeanu, Sven Linow, Bernhard Steinberger und Christina West.

*Scientists for Future (S4F) ist ein überparteilicher und überinstitutioneller Zusammenschluss von Wissenschaftler*innen, die sich für eine nachhaltige Zukunft engagieren. Scientists for Future bringt den aktuellen Stand der Wissenschaft in wissenschaftlich fundierter und verständlicher Form aktiv in die gesellschaftliche Debatte um Nachhaltigkeit und Zukunftssicherung ein. Mehr Informationen unter de.scientists4future.org.*

Redaktion: Sven Linow.

© Peter Klafka, Peter Hennicke, Björn Steigerwald und Christian von Hirschhausen, CC BY-SA 4.0

(Einige Veröffentlichungen der Scientists for Future)

Übersicht über einige Veröffentlichungen von Scientists for Future

Diskussionsbeiträge der Scientists for Future

1: *(Die erste Stellungnahme 2019 wurde als Nummer 1 der Diskussionbeiträge gewertet:* doi: 10.14512/gaia.28.2.3*)*

2: *(Version 1.1 der folgenden Publikation aus dem Jahr 2019*, siehe doi: 10.5281/zenodo.3371150)

3: Mattauch, L., Creutzig, F., Moore, N. aus dem, Franks, M., Funke, F., Jakob, M., Sager, L., Schwarz, M., Voß, A., Beck, M.-L., Daub, C.-H., Drupp, M., Ekardt, F., Hagedorn, G., Kirchner, M., Kruse, T., Loew, T., Neuhoff, K., Neuweg, I., … Wallacher, J. (2020). Antworten auf zentrale Fragen zur Einführung von CO_2-Preisen (Version 2.0) – Gestaltungsoptionen und ihre Auswirkungen für den schnellen Übergang in die klimafreundliche Gesellschaft. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 3*, 1–41. doi: 10.5281/zenodo.3644498

4: *(Version 1.0 der folgenden Publikation*, siehe doi: 10.5281/zenodo.4311486)

5: Hagedorn, G., Baasch, S., Blöbaum, A., Brendel, H., Hardt, J. N., Heiland, S., Klinsmann, M., Matthies, E., Pfennig, A., West, C., Wipfler, B., Altermatt, P. P., Baumgarten, S., Bergmann, M., Brendel, E., van Bronswijk, K., Creutzig, F., Daub, C.-H., Dohm, L., … Weber, U. (2021). Scientists for Future empfiehlt eine repräsentative Klima-Bürger:innenversammlung im Jahr 2021 / Scientists for Future recommends a representative Climate Citizens' Assembly in 2021 (Version 1.1). *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 5*, 1–23. doi: 10.5281/zenodo.4417265

6: Brauers, H., Braunger, I., Hoffart, F., Kemfert, C., Pao-Yu, O., Präger, F., Schmalz, S., & Troschke, M. (2021). Expansion of natural gas infrastructure: A bridge technology or a liability for the energy transition? (Version 1.1, English). *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 6* (2). doi: 10.5281/zenodo.4536573

7: Gerhards, C., Weber, U., Klafka, P., Golla, S., Hagedorn, G., Baumann, F., Brendel, H., Azar, C., Burchardt, J., Creutzig, F., Daub, C.-H., Helmling, S., Hentschel, K.-M., von Hirschhausen, C., Jordan, U., Kemfert, C., Krause, H., Linow, S., Oei, P.-Y., … Weinsziehr, T. (2021). Klimaverträgliche Energieversorgung für Deutschland – 16 Orientierungspunkte / Climate-friendly energy supply for Germany—16 points of orientation. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 7*, 1–55. doi: 10.5281/zenodo.4409334

8: Gründinger, W., Bendlin, L., Creutzig, F., Hagedorn, G., Kemfert, C., Neumärker, B., Praetorius, B., & Tvrtković, M. (2021). CO_2-Bepreisung und soziale Ungleichheit in Deutschland (Carbon Pricing and Social Equity in Germany) (PREPRINT.) *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 8*, 1–18. doi: 10.5281/zenodo.5446167 (Publiziert in Momentum Quarterly, 10 (1), 176–187, momentum-quarterly-journal.uibk.ac.at/momentum/article/view/3888/2915)

9: Wealer, B., Breyer, C., Hennicke, P., Hirsch, H., von Hirschhausen, C., Klafka, P., Kromp-Kolb, H., Präger, F., Steigerwald, B., Traber, T., Baumann, F., Herold, A., Kemfert, C., Kromp, W., Liebert, W., & Müschen, K. (2021). Kernenergie und Klima. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 9*, 1–98. doi: 10.5281/zenodo.5573719

10: Clausen, J., Brendel, H., Breyer, C., Ehmler, H., Gerhards, C., Golla, S., Hentschel, K.-M., Hoffmann, R., Hagedorn, G., Jordan, U., Kemfert, C., Linow, S., Oei, P.-Y., Stöhr, M., Valdivia, L., & Weber, U. (2022). Wärmewende beschleunigen, Gasverbrauch reduzieren. Ein Kurzimpuls. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 10*, 1–17. doi: 10.5281/zenodo.6363715

11: Wealer, B., Breyer, C., Hennicke, P., Hirsch, H., von Hirschhausen, C., Klafka, P., Kromp-Kolb, H., … Müschen, K. (2022). La energía nuclear y el clima. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 11*, 1–27. doi: 10.5281/zenodo.7265012

12: Linow, S., Bijma, J., Gerhards, C., Hickler, T., Kammann, C., Reichelt, F., Scheffran, J. (2022). Kurzimpuls – Perspektiven auf negative CO_2-Emissionen. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 12*, 1–19. doi: 10.5281/zenodo.7392348

13: Vollmer, D., Bednarz, R. J. R., Seiffert, S., Bednarz, B. (2022). Nobelpreise vor dem Hintergrund der Klimakrise. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 13*, 1–4. doi: 10.5281/zenodo.7419796

14: Brendel, H., Bohn, F. J., Crombach, A., Lukas, S., Scheffran, J., Baumann, F., Elverfeldt, K. von, Finckh-Krämer, U., Hagedorn, G., Hardt, J., Kroll, S., Linow, S., Stelzer, V. (2023). Die Energiewende als Beitrag zur Resilienzstärkung und Friedenssicherung in Europa. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 14*, 1–14. doi: 10.5281/zenodo.7657957

15: Tremmel, J., Steinberger, B., Linow, S., Breyer, C., Gerhards, C., Vollmer, D., Zens, J., Fichter, C., Masurenko, C. (2024). Negative Emissionen: Eine neue Phase der Klimapolitik zur Reduktion der globalen Erwärmung auf 1 °C über vorindustriellem Niveau. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 15*, 1–43. doi: 10.5281/zenodo.10828229

16: Tremmel, J., Steinberger, B., Linow, S., Breyer, C., Gerhards, C., Vollmer, D., Zens, J., Fichter, C., Masurenko, C. (2024). Negative Emissions: A new phase of climate policy to reduce global warming to 1 °C above pre-industrial levels. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 16*, 1–39. doi: 10.5281/zenodo.11493905

17: Hennicke, P., Roettger, A., Präger, F., von Hirschhausen, C. (2024). Das Atomsystem bremst die sozial-ökologische Transformation zur Dekarbonisierung. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, 17*, 1–52. doi: 10.5281/zenodo.11406367

18: Klafka, P., Hennicke, P., Steigerwald, B. & von Hirschhausen, C. (2024). Kosten der Kernkraft in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Stromerzeugung. Ein Debattenbeitrag. *Diskussionsbeiträge der Scientists for Future 18*, 1–19. doi: 10.5281/zenodo.12773573

Buch: „Die Wärmwende" / Policy-Paper Wärmewende

Clausen, J., Seifert, T., & Huber, M., (Hrsg.). (2024). *Die Wärmewende. Zentrale Aufgabe einer klimaverantwortlichen Kommunalpolitik.* Scientists for Future, Berlin, 160 Seiten.

(Einige Veröffentlichungen der Scientists for Future)

Das Buch basiert auf acht zwischen 2022 und 2023 publizierten „Policy-Paper Wärmewende“, *welche – inhaltlich aktualisiert und unter teilweise aufgrund der Überarbeitung geänderter Autorenschaft – hier zusammengefasst wurden. Nach Möglichkeit sollte diese aktualisierte Fassung von 2024 verwendet werden. Die im Buch aktualisierten Originalpublikationen sind:*

1: Clausen, J., Ehrhardt, H., Huber, M., Linow, S., Seifert, T., Beisheim, M. (2022). Heizen mit Holz: knapp, teuer und unerwartet klimaschädlich. *Policy-Paper Wärmewende, 01-2022.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2022/07/Policy_Paper_01_HeizenmitHolz.pdf

2: Clausen, J., Johannsen, L., Böhler, H., Kranich, K., Huber, M., Seifert, T. (2022). Kommunale Wärmeplanung. Grundlage einer klimaverantwortlichen Stadtplanung. *Policy-Paper Wärmewende, 02-2022.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/01/Policy_Paper_02_Waermewende.pdf

3: Clausen, J., Huber, M., Linow, S., Gerhards, C., Ehrhardt, H., Seifert, T. (2022). Wasserstoff in der Energiewende – unverzichtbar, aber keine Universallösung. *Policy-Paper Wärmewende, 03-2022.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/01/Policy_Paper_03_Wasserstoff.pdf

4: Clausen, J., Miara, M., Weber, U., Seckmeyer, G., Linow, S., Hoffmann, R., Huber, M. (2022). Wärmepumpen. Die klimaneutrale Wärmeversorgung im Neubau und für Bestandsgebäude. *Policy-Paper Wärmewende, 04-2022.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/01/Policy_Paper_04_Waermepumpe.pdf

5: Clausen, J., Graf, C., Huber, M., Lottis, D., Seifert, T., Weber, U. (2022). Wärmenetze. Die klimaneutrale Wärmeversorgung für verdichtete Stadtgebiete. *Policy-Paper Wärmewende, 05-2022.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/01/Policy_Paper_05_Fernwaerme.pdf

6: Huber, M., Clausen, J., Ehrhardt, H., Gerhards, C., Hoffmann, R., Klafka, P., Köhne, A., Linow, S., Seifert, T. (2022). Kraft-Wärme-Kopplung. Von der fossilen Effizienztechnologie zu einer neuen Rolle in der Wärmewende. *Policy-Paper Wärmewende, 06-2023.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/02/Policy_Paper_06_KWK.pdf

7: Golla, S., Huber, M., Clausen, J., & Seifert, T. (2023). Ein energieeffizienter Gebäudebestand. Eine kommunalpolitische Herausforderung. *Policy-Paper Wärmewende, 07-2023.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/04/Policy_Paper_07-Gebaeudebestand.pdf

8: Klafka, P., Clausen, J., Ehrhardt, H., Huber, M., & Seifert, T. (2023). Haben Gasnetze eine Zukunft? Kommunale Wärmeversorger stehen vor großen Umstellungen. *Policy-Paper Wärmewende, 08-2023.* info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/04/Policy_Paper_08-Gasversorgung.pdf

Weitere Arbeiten zur Wärmewende

1: Altermatt, P.P., Clausen, J., Brendel, H., Gerhards, C., Kemfert, C., Urban, W.; Wright, M. (2023). Replacing gas boilers with heat pumps is the fastest way to cut German gas consumption. *Communications Earth & Environment, 4*, 56. doi: 10.1038/s43247-023-00715-7

2: Clausen, J., Altermatt, P., Ehrhardt, H., Gerhards, C., Golla, S. Guthke, R., Huber, M., Jordan, U., Kemfert, C., Kopecz, J., Kranich, K., Linow, S., Miara, M., Quaschning, V., Sanders, A., Seifert, T., Stelzer, V., Tvrtković, M., Vogt, T., Windmüller, P. & Zosseder, K. (2023). *Die schnelle Verbreitung der Wärmepumpe ist zentral für eine schnelle Wärmewende.* Online-Publikation, Berlin. Scientists for Future. 7 Seiten. doi: 10.5281/zenodo.8003360 (AUCH: info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/06/S4F-Schnelle_Verbreitung_Waermepumpe_-_Clausen_et_al._2023.pdf)

3: Ehmler, H., Huber, M., Urban, U., & Hoffmann, R. (2023). *S4F-Projekt „Erdgasverbrauch messen“: Auswertung von Daten der Klimaplattform Celle.* Zenodo. doi: 10.5281/zenodo.7644249

4: Ehmler, H., Urban, U., Huber, M., & Hoffmann, R. (2023). *Orientierungspunkte für sparsamen Gasverbrauch bei Warmwasser.* Zenodo. doi: 10.5281/zenodo.7644201

5: Ehmler, H., Ehrhardt, H., Erdmann, A., & Jordan, U. (2023). *Energie sparen mit Fensterfolien.* Online-Publikation, Berlin. Scientists for Future, Berlin. info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/10/S4F_Paper_Fensterfolien.pdf

Keypoint-Papiere Kernkraft

1: Engelbrecht, H., Priester, M., Rechlin, A. (2023). Nachhaltigkeitsaspekte der Urangewinnung. Anmerkungen zur Taxonomie-Entscheidung der EU. Keypoint Papier Kernkraft 01 (de). info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/03/Keypoint_Paper_KKW.pdf

2: Engelbrecht, H., Priester, M., Rechlin, A. (2024). Sustainability of uranium extraction. Remarks on the taxonomy decision of the EU. Keypoint Paper Nuclear Power 01 (en). info-de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/36/2023/12/Keypoint_Paper_KKW_ENG.pdf

Facetten des Zukunftsbilder-Projekts

(Mit Stand 2024-03-28 wurden 29 Facetten der Zukunftsbilder publiziert. Diese sind hier aufgeführt: zenodo.org/communities/zukunftsbilder/records. Das Zukunftsbilderprojekt betreibt zudem die Website zukunftsbilder.net.)