

Atomkraft: Wetterabhängigkeit hinter Beton

Warum Kernenergie keine wetterunabhängige Sonderstellung besitzt und weshalb Neubau, SMR, Thorium und Fusion physikalisch, ökonomisch und ökologisch an der vollständigen Rechnung gemessen werden müssen.

Digitale Lesefassung

Für Bildschirm und
Ausdruck

Original online

wirkungsoekonomie.de/blog/atomkraft-wetterabhaengigkeit-hinter-beton.html

Faktenstand: 3. August 2026. Die Ereignislage an Aare, Donau und französischen Flüssen ist dynamisch. Sie dient hier als Stresstest für die Systemlogik, nicht als standortbezogene technische Sicherheitsbewertung oder individuelle Energie-, Anlage- oder Rechtsberatung.

Das stärkste Argument der Kernenergie war zuletzt nicht mehr der Preis. Es war die angebliche Energiesicherheit: Wind und Sonne seien wetterabhängig, Kernkraftwerke dagegen verlässlich. Der Sommer 2026 zeigt, wie unvollständig dieses Bild ist. In Frankreich, der Schweiz, Rumänien und Ungarn wurden Reaktoren wegen hoher Wassertemperaturen oder niedriger Wasserstände gedrosselt, abgeschaltet oder auf eine mögliche Abschaltung vorbereitet. Die fehlende Leistung verschwand nicht. Sie musste durch das übrige Stromsystem aufgefangen werden: durch Importe, flexible Erzeugung, Verbrauchssenkung, Wassernaßnahmen und Reserven.

Damit wird sichtbar, was die Wirkungsökonomie immer fragt: Welche Kosten und Risiken entstehen tatsächlich – und wo werden sie nur aus dem sichtbaren Preis herausgefiltert? Kernenergie kann CO₂-arm Strom erzeugen. Damit sind weder ihre Energiesicherheit noch ihre Wirtschaftlichkeit als vollständige Systemwirkung bewiesen.

Kernthese: Versorgungssicherheit entsteht nicht dadurch, dass ein Kraftwerk als „Grundlast“ bezeichnet wird. Sie entsteht, wenn das System seinen Ausfall verkraftet.

1. Der Sommer, in dem das Sicherheitsversprechen riss

Das Argument klang einfach: Bei Flaute stehen Windräder still, nachts liefern Solaranlagen nichts – aber ein Kernkraftwerk laufe immer. Dieses Bild war schon immer unvollständig. Nicht weil Kernspaltung plötzlich nicht mehr funktioniert, sondern weil ein Kernkraftwerk eben nicht nur aus einem Reaktorkern besteht. Es braucht Pumpen, Wärmetauscher, Turbinen, Netze und vor allem eine Möglichkeit, enorme Wärmemengen wieder an die Umwelt abzugeben.

Vier Länder, ein gemeinsames Muster

Land	Was geschah?	Wie wurde die Lücke aufgefangen?
Frankreich	Während der Hitze- und Dürreperiode waren mehrere Reaktoren von temperatur- und wasserstandsbedingten Betriebsbeschränkungen betroffen. ^[1]	Das europäische Verbundsystem, flexible Erzeugung und veränderte Exportflüsse glichen mit aus.
Schweiz	Beznau drosselte bei 25 °C warmer Aare zunächst beide Blöcke; nach der späteren Abschaltung liefen sie Ende Juli nur reduziert wieder an. ^{[2][3]}	Das schweizerische und europäische Stromsystem übernahm. Der Reaktor selbst garantierte in diesem Zeitraum nichts.
Rumänien	Cernavodă 1 wurde bei extrem niedrigem Donauwasser kontrolliert abgeschaltet; Block 2 blieb nach einer Sicherheitsanalyse zunächst angeschlossen. ^{[4][5]}	Ein landesweiter Alarmzustand im Energiesektor, Importe und Wassernaßnahmen sollten die Versorgung absichern.
Ungarn	Paks lief Anfang August unter außerordentlichem Druck durch die niedrige Donau; eine vollständige Abschaltung stand im Raum. ^[6]	Nachfrage wurde freiwillig reduziert, Importe und das Verbundsystem wurden vorbereitet; Solarstrom half dort, wo er verfügbar war.

Tabelle 1: Aktuelle Beispiele, Faktenstand 3. August 2026. Die Lage ist dynamisch; entscheidend ist das gemeinsame Muster aus Kühlwasserabhängigkeit und notwendiger Systemkompensation.

Der Einwand lautet häufig: „Die Reaktoren wurden doch nicht abgeschaltet, weil sie nuklear unsicher waren, sondern zum Schutz der Flüsse.“ Für die Versorgung macht das keinen Unterschied. Ein Megawatt, das aus ökologischen Gründen nicht erzeugt werden darf, fehlt im Netz genauso wie ein Megawatt nach einem technischen Defekt. Die Umweltgrenze ist keine bürokratische Schikane. Die Abwärme verschwindet nicht, wenn ein Grenzwert gelockert wird. Dann wird das Problem nur vom Kraftwerk in das Ökosystem verlagert.

Auch der Hinweis, hitzebedingte Verluste machten über ein ganzes Jahr oft nur einen kleinen Anteil der Produktion aus, verfehlt die Frage. Systemresilienz wird nicht im Jahresdurchschnitt entschieden. Sie wird in den Stunden entschieden, in denen hohe Nachfrage, geringe Reserven und mehrere gleichzeitige Einschränkungen zusammentreffen. Ein im Normalbetrieb sehr gut ausgelastetes Kraftwerk kann im entscheidenden Stressfenster trotzdem die falsche Sicherheit geliefert haben.

2. Ein Kernkraftwerk ist ein Wärmekraftwerk

Von außen wirkt ein Kernkraftwerk wie eine eigene physikalische Welt: Reaktordruckbehälter, Brennelemente, Abschirmung, Notkühlsysteme, Sicherheitszonen. Am Ende des Prozesses passiert jedoch etwas sehr Bekanntes. Kernspaltung erzeugt Wärme. Die Wärme erzeugt Dampf. Der Dampf treibt eine Turbine. Die Turbine treibt einen Generator. Physikalisch genauer als „Wasserkocher“ ist deshalb: ein außerordentlich aufwendiges Dampfkraftwerk mit nuklearer Wärmequelle.

Heutige Leichtwasserreaktoren erreichen typischerweise elektrische Wirkungsgrade von etwa 32 bis 36 Prozent. Von hundert Einheiten Reaktorwärme werden also ungefähr 32 bis 36 Einheiten zu Strom. Der Rest ist nicht verschwunden. Energie verschwindet nicht. Aber ihre Fähigkeit, noch technische Arbeit zu leisten, ist weitgehend verloren. Diese niederwertige Wärme muss an Flüsse, Meere, Kühltürme oder Luftkühler abgegeben werden. Die World Nuclear Association nennt für ältere Anlagen häufig 32 bis 33 Prozent und für neuere Anlagen etwa 34 bis 36 Prozent.^[7]

Physik in einer Zeile

$$\eta_{\max} = 1 - T_{\text{kalt}} / T_{\text{heiß}}$$

bei ca. 300 °C heiß und 30 °C kalt: theoretisch etwa 47 %

Der Carnot-Wirkungsgrad ist die unerreichbare Obergrenze eines idealen Kreisprozesses. Reale Turbinen, Pumpen, Wärmeübertrager und Generatoren drücken den Wert weiter nach unten. Zwei Drittel Abwärme sind daher kein Betriebsfehler, sondern eine typische Folge des Verfahrens.

Dann kommt der beliebte Vergleich: „Eine Solarzelle hat doch auch nur ungefähr 20 Prozent Wirkungsgrad.“ Das gleiche Prozentzeichen macht die Vorgänge aber nicht gleich. Das Sonnenlicht, das ein Modul nicht nutzt, musste vorher niemand abbauen, aufbereiten, anreichern, kaufen, bewachen oder später endlagern. Der Wind, der hinter einem Rotor weiterzieht, ist kein Abfallstrom. Bei Wind und Sonne wird eine ohnehin vorhandene Naturströmung geerntet. Beim Kernkraftwerk wird eine technisch erzeugte Wärmemenge zu einem großen Teil wieder abgeführt. Ungenutzte Naturströmung und erzeugte Verlustwärme sind keine vergleichbaren Wirkungen.

3. Wetterabhängigkeit hinter Beton

Wind und Sonne zeigen ihre Abhängigkeit offen. Jeder weiß, dass nachts keine Sonne scheint. Die Erzeugung lässt sich messen, prognostizieren und räumlich verteilen. Die Wetterabhängigkeit der Kernenergie liegt dagegen hinter Beton. Sie erscheint erst, wenn Kühlwasser zu warm, zu knapp oder ökologisch nicht mehr belastbar ist.

Die Ereignisse in Ungarn und Rumänien zeigen zusätzlich einen gemeinsamen Ausfallgrund. Vier Reaktoren in Paks sind nicht vier voneinander unabhängige Sicherheiten, wenn alle am selben Fluss und am selben Standort hängen. Dasselbe gilt für zwei Blöcke an einem Standort. Die Zahl der Reaktoren erhöht die Redundanz nur, wenn ihre kritischen Infrastrukturen tatsächlich unabhängig sind. Sind Kühlquelle, Netzanschluss, Hochwasser- oder Dürreexposition gemeinsam, bleibt ein Klumpenrisiko.

Versorgungssicherheit ist keine Jahreszahl

Versorgungssicherheit = verfügbare Leistung im Stressfall + Redundanz + Reaktionsfähigkeit + Wiederanlauf

Ein hoher Kapazitätsfaktor im Normalbetrieb ist nützlich. Er beweist aber nicht, dass ein System bei Hitze, Dürre, technischen Großausfällen oder geopolitischen Störungen resilient ist. Auch erneuerbare Systeme kennen gemeinsame Wetterlagen. Eine großräumige Dunkelflaute verschwindet nicht dadurch, dass viele Anlagen existieren. Der Unterschied ist: Das Problem wird offen als Systemaufgabe behandelt.

Erzeugungsprofile werden kombiniert, räumlich verteilt, gespeichert, verschoben und mit Reserve abgesichert. Bei Kernenergie wurde die notwendige Systemabsicherung dagegen gern aus dem Technologiebild herausgeschnitten – bis die Flüsse sichtbar machten, dass auch der Reaktor nicht allein steht.

4. Der asymmetrische Rechentrick

Bei Wind und Sonne wird in Debatten fast immer das komplette Stromsystem verlangt: Speicher, Netze, Reserve, Dunkelflaute, Flächen und Rohstoffe. Das ist richtig. Eine Technologie darf nicht isoliert bewertet werden. Bei Kernenergie passiert häufig das Gegenteil. Dort wird nur die Kilowattstunde am Reaktorausgang betrachtet. Wenn der Block ausfällt, gelten Importe, Gasstrom, Kohlereserve, Lastmanagement und höhere Netzanforderungen plötzlich als allgemeine Systemkosten – nicht als Teil der realen Kernkraftversorgung.

Wer bei Wind und Sonne die Speicher mitrechnet, muss bei Kernenergie auch Importe, fossile Reserve, Lastabschaltungen, Kühlwassernaßnahmen und Ausfallkosten mitrechnen. Alles andere ist keine Systemanalyse, sondern Kernenergie-Marketing.

Genau hier setzt die Wirkungsökonomie an. Preise zeigen, was innerhalb einer gewählten Systemgrenze bezahlt und zugerechnet wird. Sie zeigen nicht automatisch, welche Kosten tatsächlich entstehen. Eine fehlende Position auf der Stromrechnung ist deshalb kein Beweis dafür, dass die Wirkung nicht existiert. Sie kann beim Staat, bei anderen Marktteilnehmern, bei Ökosystemen, bei künftigen Generationen oder in einem anderen Haushaltsjahr auftauchen.

Vollständige Wirkungskosten

sichtbare Erzeugungskosten

+ Netze, Speicher und Reserve

- + Ausfall- und Anpassungskosten
- + Umwelt-, Risiko- und Entsorgungskosten
- + Zeit- und Opportunitätskosten

Die Formel ist kein buchhalterischer Kontenrahmen, sondern eine wirkungsökonomische Systemgrenze: Alle relevanten Folgen müssen für alle Technologien nach derselben Logik betrachtet werden. Externalisierung verschwindet nicht, nur weil sie im Stromtarif nicht als eigene Zeile erscheint.

5. Die Alternative ist kein Solarmodul, sondern ein System

Die Antwort auf Kernkraft lautet nicht: „Dann stellen wir ein Solarmodul hin und hoffen, dass es nachts Deutschland versorgt.“ Das ist ein Strohhalm. Die Alternative ist eine Sicherheitsarchitektur aus Windkraft, Photovoltaik, Speichern, Netzen, flexibler Nachfrage, steuerbaren erneuerbaren Quellen und einer begrenzten strategischen Reserve.

Batterien verschieben Solarstrom vom Mittag in den Abend, stabilisieren Frequenz und Netz und überbrücken Sekunden bis Stunden. Pumpspeicher, Wärmespeicher und größere Batteriesysteme übernehmen weitere Zeiträume. Räumlich verteilte Wind- und Solarparks, europäische Leitungen und flexible Verbraucher reduzieren gleichzeitige Engpässe. Für seltene längere Mangellagen braucht es Langzeitspeicher, speicherbare Energieträger oder eine Reserve. Keine dieser Komponenten muss allein alles können. Resilienz entsteht gerade aus der Kombination.

Diese Architektur ist nicht kostenlos. Netze müssen ausgebaut, Speicher finanziert und Marktregeln verändert werden. Aber genau diese Kosten werden offen als Transformationsaufgabe benannt. IRENA beziffert die globalen gewichteten Stromgestehungskosten neuer großer Anlagen für 2025 im Mittel auf 44 US-Dollar je Megawattstunde für Photovoltaik und 33 US-Dollar für Wind an Land. Das sind keine europäischen Vollsystemkosten. Mehr als 90 Prozent der 2025 in Betrieb genommenen großen Erneuerbaren-Projekte lagen jedoch unter den Kosten der günstigsten neuen fossilen Alternative ihres Marktes.^[9]

Für Regionen mit besonders guten Wind- oder Solarbedingungen zeigt IRENA bereits Kombinationen aus Erneuerbaren und Batteriespeichern, die rund um die Uhr abgesicherte Leistung zu 54 bis 82 US-Dollar je Megawattstunde bereitstellen können. Diese Zahl gilt nicht überall und löst keine europäische Zwei-Wochen-Dunkelflaute. Sie zeigt aber, dass Speicher nicht mehr nur ein theoretischer Zusatz sind. Die Kosten von Batteriespeichern seien seit 2010 um rund 93 Prozent gefallen.^[10] Die Internationale Energieagentur erwartet zwischen 2025 und 2030 weltweit rund 4.600 Gigawatt zusätzliche erneuerbare Leistung; fast 80 Prozent des Zubaus sollen aus Photovoltaik stammen.^[11]

6. CO₂-arm reicht als Urteil nicht aus

Kernenergie ist keine Kohle. Ihre Stromerzeugung kann über den Lebenszyklus niedrige Treibhausgasemissionen aufweisen. Das IPCC ordnet sie als CO₂-arme Energiequelle ein – und benennt zugleich hohe Anfangsinvestitionen, Kostenüberschreitungen und die ungelöste Endlagerfrage als zentrale Herausforderungen.^[8]

Gerade deshalb muss die Kritik tiefer gehen. Die Frage lautet nicht nur: Wie viele Gramm CO₂ entstehen pro Kilowattstunde, wenn das Kraftwerk irgendwann läuft? Die Frage lautet: Wie viele Emissionen werden pro investiertem Euro und pro Jahr tatsächlich vermieden? Ein Reaktor, der 2041 ans Netz geht, kann die Emissionen von 2026 bis 2040 nicht rückwirkend verhindern. Eine kleinere Emissionsintensität pro späterer Kilowattstunde kann eine langsamere Gesamtreduktion nicht automatisch ausgleichen. Zeit ist ein eigener Wirkungsfaktor.

7. Flamanville: Wenn Kapital zu Beton wird

Der französische EPR Flamanville 3 zeigt, wie aus einem Klimaversprechen eine lange Kapitalbindung wird. Die erste Netzverbindung gelang am 21. Dezember 2024. Hundert Prozent nukleare Wärmeleistung erreichte der Reaktor erst am 14. Dezember 2025.^{[12][13]}

Der französische Rechnungshof bewertete die Gesamtkosten einschließlich Finanzierung mit rund 23,7 Milliarden Euro zu Preisen von 2023. Die erwartete Rentabilität sei schwach und liege unter den Kapitalkosten von EDF.^[14] Das ist nicht nur eine hohe Endrechnung. Jeder zusätzliche Baujahrgang erhöht Zinsen, verschiebt Klimawirkung und bindet Fachkräfte, Lieferketten und öffentliche Aufmerksamkeit.

Ein Solar- oder Windprojekt ist ebenfalls nicht mit einem Fingerschnippen fertig. Genehmigungen und Netze können Jahre dauern. Der Unterschied liegt in der Modularität: Teilabschnitte können früher Strom liefern, Projekte lassen sich parallelisieren und ein Fehler blockiert nicht automatisch die gesamte Investition. Beim Großreaktor wird dagegen über viele Jahre Kapital verzinst, bevor die erste Kilowattstunde verkauft wird. Geld kann nur einmal ausgegeben werden. Klimazeit auch.

8. Stranded, bevor es fertig ist

Damit entsteht ein zweites Risiko: das Stranded Asset. Gemeint ist eine Anlage, die technisch noch funktionieren könnte, deren wirtschaftlicher Wert aber vorzeitig fällt – weil Alternativen günstiger werden, Marktregeln sich ändern, Nachfrageprofile sich verschieben oder natürliche Betriebsbedingungen schlechter werden.^[15]

Ein Kernkraftwerk, dessen Bau 2026 beginnt und fünfzehn Jahre dauert, wird ungefähr 2041 fertig. Es wird aber heute finanziert. Es tritt später nicht gegen die Solarmodule, Speicher und Netze des Jahres 2026 an, sondern gegen das Energiesystem des Jahres 2041. Während der Reaktor noch eine Baustelle ist, laufen weltweit weitere fünfzehn Jahre Serienproduktion und Forschung.

Perowskit-Silizium-Tandemmodule erreichen bereits 25,6 Prozent Wirkungsgrad auf großer Modulfläche. Die industrielle Skalierung ist noch eine Herausforderung, aber genau daran wird gearbeitet.^[16] Für die Entscheidung über ein heute begonnenes Kraftwerk müssen jedoch keine hypothetischen Speichertechnologien eingerechnet werden. Entscheidend ist die nachweisbare Lern- und Ausbaugeschwindigkeit der bereits verfügbaren Technologien.

Diese Unterscheidung ist wichtig. Die Wirkungsökonomie darf nicht denselben Fehler machen wie Kernenergie-PR und Forschung schon als Produkt verkaufen. Vielleicht werden manche dieser Technologien nie groß. Aber wir brauchen kein Quantenwunder, damit ein 2041 fertiggestellter Reaktor unter Druck gerät.

Schon die heute verfügbaren Technologien werden schneller installiert, in viel größeren Stückzahlen produziert und kontinuierlich verbessert.

In einem System mit immer mehr Stunden sehr niedriger Wind- und Solarpreise muss ein kapitalintensiver Reaktor seine Milliarden in den verbleibenden Stunden zurückverdienen. Er kann drosseln – dann verteilt sich die Investition auf weniger Strom. Er kann weiterproduzieren – dann drückt er in bereits versorgten Stunden zusätzlich auf den Preis. Oder der Staat garantiert Preise, Abnahme und Finanzierung. Dann ist das Risiko nicht verschwunden. Es wurde politisch übernommen.

Eine Milliardenwette: Ein heute begonnenes Kernkraftwerk setzt darauf, dass sich das Energiesystem während seiner Bauzeit nicht schneller verändert als der Reaktor gebaut wird.

9. Der alte Reaktor ist nicht günstig – er ist bereits bezahlt

Bei bestehenden Anlagen lautet das Argument: „Der Reaktor ist abgeschrieben, deshalb ist sein Strom günstig.“ Genau hier fälscht die Sprache die Rechnung. Abgeschrieben bedeutet nicht günstig. Abgeschrieben bedeutet, dass frühere Zahlende die Investition bereits getragen oder bilanziell verarbeitet haben. Ein Haus wird nicht kostenlos, nur weil die Großeltern die Hypothek bezahlt haben. Dach, Altlasten und Abriss bleiben trotzdem real.

Ein alter Reaktor kann innerhalb einer engen kurzfristigen Rechnung niedrige zusätzliche Betriebskosten je weiterer Kilowattstunde haben. Das ist eine Aussage über Grenzkosten, nicht über vollständige Wirkungskosten. Aus dem heutigen Börsenpreis verschwinden die ursprüngliche Kapitalbindung, staatliche Forschungs- und Infrastrukturleistungen, Nachrüstungen, Rückbau, Zwischenlagerung, Endlagerung, Reservekapazität und das Risiko großer Störungen. Die Kosten entstehen trotzdem. Sie stehen nur an anderen Stellen.

Deutschland hat diese Langfristigkeit institutionell sichtbar gemacht. Die Betreiber der 25 deutschen Kernkraftwerke zahlten 2017 einmalig 24,1 Milliarden Euro in den staatlichen KENFO ein. Im Gegenzug ging die finanzielle Verantwortung für Zwischen- und Endlagerung auf den Bund über; der Fonds investiert das Kapital und erstattet dem Staat die anfallenden Kosten. Rückbau und Stilllegung bleiben Aufgabe der Betreiber.^[19] Das ist kein Beweis dafür, dass die Betreiber nichts gezahlt hätten. Es ist der Beweis dafür, dass die Entsorgung eine jahrzehntelange öffentliche Finanz- und Verantwortungsarchitektur benötigt, die außerhalb des aktuellen Strompreises liegt.

Dasselbe gilt für das Unfallrisiko. Die gesetzlich verlangte *Deckungsvorsorge* für Reaktoren ist in Deutschland auf höchstens 2,5 Milliarden Euro festgelegt.^[20] Sie ist nicht mit der zivilrechtlichen Betreiberhaftung für Inlandsschäden gleichzusetzen, die nicht pauschal summenbegrenzt ist.^[20a] Ein Schadenspotenzial wird nicht dadurch billig, dass der Markt keine vollständige Versicherungsprämie dafür verlangt. Wo die Versicherbarkeit endet, beginnt keine Kostenfreiheit. Dort beginnt die gesellschaftliche Letztverantwortung.

Und dann bleibt der hochradioaktive Abfall. Sein Volumen ist vergleichsweise klein. Aber Volumen ist keine Maßeinheit für Wirkung. Für ein deutsches Endlager beträgt der gesetzliche Bewertungszeitraum eine Million Jahre ab dem vorgesehenen Verschluss.^[21] Das bedeutet nicht, dass eine Million Jahre lang jemand Wache stehen soll. Ziel ist gerade eine passive geologische Sicherheit. Es bedeutet aber, dass wenige Jahrzehnte Strom eine Aufgabe erzeugen, deren Bewertungszeitraum länger ist als die bisherige Existenz unserer Art.

10. SMR: kleiner Reaktor, gleiches Beweisproblem

Small Modular Reactors sollen die Schwächen großer Anlagen durch kleinere, standardisierte Module lösen. Das klingt plausibel: weniger Kapital pro Einheit, Fabrikfertigung, kürzere Baustellen. Nur ist „klein“ keine Maßeinheit für Wirtschaftlichkeit. Ein kleinerer Reaktor erzeugt auch weniger Strom, während Genehmigung, Sicherung, Leitwarte, Brennstoffversorgung, Personal, Rückbau und Entsorgung nicht proportional schrumpfen.

Der erhoffte Kostenvorteil soll deshalb aus Serienfertigung entstehen. Die OECD-Kernenergieagentur untersucht ausdrücklich, wie sich Kosten von den ersten Einheiten zu einer späteren großskaligen Fabrikproduktion entwickeln könnten und welche „economies of multiple“ überhaupt erreichbar sind.^[22] Das ist die korrekte Formulierung: Der Serienvorteil ist eine zu prüfende Hypothese, keine bereits bewiesene Markteigenschaft.

Das amerikanische NuScale-Demonstrationsprojekt zeigt das Risiko. Das US-Energieministerium hatte eine Kostenbeteiligung von 1,36 Milliarden Dollar zugesagt. Das Projekt wurde 2023 beendet. Ein Prüfbericht von 2026 stellte fest, dass das zentrale Ziel nicht erreicht wurde und rund 183 Millionen Dollar staatlicher Mittel ausgegeben worden waren.^[23]

Einige kleine Reaktorkonzepte sind in Betrieb oder im Bau. Das widerlegt den Punkt nicht. Der zu beweisende Satz lautet nicht: „Kann ein kleiner Reaktor Atome spalten?“ Natürlich kann er das. Der zu beweisende Satz lautet: „Kann eine ganze Serie sicher, genehmigungsfähig, schnell und zu wettbewerbsfähigen Vollkosten gebaut werden?“ Dafür fehlen weiterhin belastbare Marktdaten. Und auch ein SMR bleibt ein Wärmekraftwerk mit Brennstoff, radioaktiven Stoffen, Rückbau, Kühlung und einem möglichen gemeinsamen Ausfallgrund, wenn viele Module dieselbe Infrastruktur teilen.

11. Thorium: anderer Brennstoff, keine neue Physik

Thorium wird häufig dargestellt, als sei es ein fertiger Reaktor, der Abfall, Sicherheit, Brennstoff und Kosten gleichzeitig löse. Das beginnt schon begrifflich falsch. Thorium ist kein Reaktortyp. Thorium-232 ist ein Brutstoff. Es muss zunächst Neutronen aufnehmen und in spaltbares Uran-233 umgewandelt werden. Dafür braucht das System zu Beginn bereits spaltbares Material wie Uran-235, Uran-233 oder Plutonium.^[24]

Danach findet weiterhin Kernspaltung statt. Es entstehen weiterhin Spaltprodukte und radioaktive Abfälle. Ein geschlossener Thoriumkreislauf erfordert Wiederaufarbeitung und wegen Uran-232-Verunreinigungen stark abgeschirmte beziehungsweise fernbediente Handhabung. Die OECD-Kernenergieagentur hielt 2015 ausdrücklich fest, dass der Thoriumbrennstoffkreislauf nie vollständig entwickelt worden war.^[25]

Auch „Thorium“ und „Flüssigsalzreaktor“ sind nicht dasselbe. Thorium kann in unterschiedlichen Reaktoren eingesetzt werden; Flüssigsalzreaktoren können mit unterschiedlichen Brennstoffen arbeiten. Die Begriffe werden im Marketing gern zu einem einzigen Wunderprodukt verschmolzen, obwohl Materialkorrosion, Brennstoffchemie, Aufarbeitung, Regulierung und Entsorgung eigenständige Entwicklungsfragen sind.

Höhere Betriebstemperaturen könnten den elektrischen Wirkungsgrad steigern und die Abwärme pro Kilowattstunde reduzieren. Das ist ein realer technischer Vorteil möglicher Hochtemperaturkonzepte. Aber auch sie brauchen eine kalte Seite. Auch sie müssen Wärme abführen. Trockenkühlung kann Wasser sparen,

kostet aber Leistung und Geld – besonders bei hohen Lufttemperaturen. Thorium verändert den Brennstoffkreislauf. Es schafft die Thermodynamik nicht ab.

12. Fusion: wissenschaftliche Sensation, energiepolitisches Alibi

Kernfusion ist wissenschaftlich faszinierend. Aber sie ist heute kein Kraftwerk, kein Stromangebot und keine bestellbare Alternative. ITER wird überhaupt keinen Strom produzieren. Seine Wärme wird über Kühlkreisläufe und Kühltürme an die Umwelt abgegeben; das Wärmerückweisungssystem muss in Spitzen mehr als 1.150 Megawatt aus Maschine und Hilfssystemen aufnehmen.^[26]

Bei der heute führenden Deuterium-Tritium-Fusion tragen ungeladene Neutronen ungefähr 80 Prozent der Fusionsenergie aus dem Plasma. Sie treffen auf die umgebende Struktur und erzeugen dort Wärme. Ein künftiges Kraftwerk müsste diese Wärme mit einem Kühlmittel aufnehmen, über einen Wärmetauscher an einen Kraftwerksprozess übergeben und mit Turbine und Generator in Strom verwandeln.^[27] Nach dem Plasma beginnt also erneut das Wärmekraftwerk. Fusion verändert die Wärmequelle. Sie beseitigt weder Abwärme noch Kühlung noch die Notwendigkeit eines wirtschaftlich brauchbaren Wirkungsgrades.

Hinzu kommt der Brennstoff. Tritium ist für eine große Kraftwerksflotte nicht in ausreichender Menge verfügbar. Ein künftiges Fusionskraftwerk müsste es in lithiumhaltigen Blankets selbst erbrüten, extrahieren und zurückführen. ITER wird dieses Prinzip erstmals mit Testmodulen untersuchen; die großtechnische Produktion und das Recycling müssen danach weiter bewiesen werden.^[28]

ITER beschreibt DEMO-Anlagen als nächsten Schritt in einem Demonstrationsprogramm zur großtechnischen Stromerzeugung. Diese Anlagen sollen erst noch Nettostrom, Dauerbetrieb, Materialbeständigkeit, Tritium-Selbstversorgung und wirtschaftliche Machbarkeit demonstrieren.^[29] Nehmen wir trotzdem an, kommerzielle Fusion wäre zwischen 2056 und 2076 verfügbar. Dann tritt sie nicht gegen die Photovoltaik und Speicher von 2026 an. Sie tritt gegen das Energiesystem von 2060 oder 2070 an – nach weiteren Jahrzehnten weltweiter Serienfertigung und Lernkurven.

Fusion könnte eines Tages wissenschaftlich funktionieren und trotzdem wirtschaftlich bedeutungslos sein: eine wissenschaftliche Sensation, aber ein Stranded Asset bei der Ankunft. Fusionsforschung kann sinnvoll sein. Sie ist nur kein Argument, den heutigen Ausbau verfügbarer Lösungen zu verzögern. Forschung darf Zukunftsmöglichkeiten öffnen. Sie darf nicht als Nebelmaschine dienen, um gegenwärtige Investitionen in Wind, Sonne, Netze, Speicher und Effizienz aufzuschieben.

13. Die wirkungsökonomische Gesamtbilanz

Die Wirkungsökonomie bewertet nicht nach Technikbegeisterung oder Lagerzugehörigkeit. Sie fragt nach der tatsächlichen Zustandsveränderung für Mensch, Planet und Demokratie – einschließlich Zeit, Risiko, Verteilung und Rückkopplung.

Wirkungsraum	Kernenergie – vollständige Betrachtung	Erneuerbares System – vollständige Betrachtung
Mensch	CO ₂ -armer Strom, aber hohe Kapitalbindung, Großausfälle, Preisgarantien sowie langfristige Entsorgungs- und Haftungsfragen.	Schneller modularer Zubau, aber Transformationskosten für Netze, Speicher, Flächen, Rohstoffe und Akzeptanz.
Planet	Niedrige Lebenszyklus-Emissionen, zugleich Kühlwasser- und Gewässerwirkungen, Uran-Kette, radioaktive Abfälle und geologische Zeithorizonte.	Keine Brennstoffverbrennung im Betrieb; dennoch Material-, Flächen-, Biodiversitäts- und Recyclingaufgaben.
Demokratie	Langfristige staatliche Risikoübernahme, Preis- und Finanzierungszusagen, Pfadabhängigkeit und Verantwortung über Generationen.	Breitere Verteilung von Eigentum und Erzeugung möglich; zugleich Bedarf an Planung, fairer Beteiligung und verbindlicher Systemsteuerung.

Tabelle 2: Keine Technologie ist wirkungsfrei. Entscheidend sind vollständige Systemgrenzen, gleiche Bewertungsmaßstäbe und positive Netto-Wirkung.

Die erneuerbare Alternative ist deshalb nicht perfekt. Windräder brauchen Stahl, Beton, Kupfer, Kunststoffe und Flächen. Photovoltaik braucht Glas, Aluminium, Silizium und Wechselrichter. Batterien brauchen Rohstoffe, Fabriken und Recycling. Netze verändern Landschaften. Diese Wirkungen gehören in die Rechnung. Aber sie haben eine andere Struktur: Es sind überwiegend industrielle Material-, Flächen-, Netz- und Kreislaufwirtschaftsaufgaben, die innerhalb menschlicher Planungszeiträume bearbeitet und verbessert werden können.

Kernenergie dagegen verbindet lange Bauzeiten mit extrem hoher Kapitalbindung, thermischer Verlustwärme, Kühlabhängigkeit, zentralem Ausfallrisiko, Brennstoff- und Sicherheitsketten, Rückbau und radioaktiven Hinterlassenschaften. SMR verkleinern den Reaktor, nicht automatisch die Vollkosten. Thorium verändert den Brennstoff, nicht die Kernspaltung. Fusion verändert die Kernreaktion, endet im dominanten Konzept aber ebenfalls zunächst bei Wärme, Kühlung und Turbine.

14. Können ist nicht dasselbe wie klug

Natürlich kann man mit Kernspaltung Strom erzeugen. Genau das ist nicht die strittige Frage. Die Frage lautet: Warum sollten wir knappe Zeit, Kapital, Fachkräfte und politische Aufmerksamkeit in eine langsame, zentrale und folgenreiche Wärmequelle binden, wenn ein verteiltes, lernendes und brennstofffreies System bereits gebaut wird?

Der Sommer 2026 hat nicht bewiesen, dass jedes Kernkraftwerk morgen ausfällt. Er hat etwas Grundsätzlicheres gezeigt: Kernenergie besitzt keine wetterunabhängige Sonderstellung. Sie braucht ein System, das ihre Ausfälle auffängt. Sie braucht Wasser oder teure alternative Kühlung. Sie braucht Reserven. Sie braucht Finanzierung und Staat. Sie braucht Entsorgung nach dem letzten Stromtag.

Damit fällt das stärkste rhetorische Argument der Kernenergie in sich zusammen. Nicht weil Versorgungssicherheit unwichtig wäre, sondern weil sie nie im Reaktor allein steckte. Sie steckt in Redundanz, Netzen, Speichern, Flexibilität, Verteilung und der Fähigkeit, nach Störungen weiterzufunktionieren. Genau dafür ist ein vielfältiges erneuerbares System gebaut. Diese Fähigkeit ist die operative Seite von Wirkungsresilienz.

Preise sagen nicht automatisch die Wahrheit. Aber die Kosten entstehen trotzdem. Die Wirkung entsteht trotzdem. Und die Physik lässt nicht mit sich verhandeln.

Quellen und Bezugspunkte

Auswahl zentraler Quellen. Abruf und Faktenstand: 3. August 2026. Für die aktuelle Lage wurden Quellen mit zeitgebundenen Meldungen verwendet; die fachlichen Grundlagen verlinken auf Primärquellen beziehungsweise offizielle Herausgeberseiten.

- [1] [Reuters \(16. Juli 2026\): High temperatures shut French gas plant, adding to heat-related outages.](#) Angaben zu hitze- und dürrebedingten Einschränkungen im französischen Stromsystem.
- [2] [Axpo: Kühlwasser und Beznau.](#) Drosselung, Abschaltung und Wiederanfahrten der beiden Blöcke im Sommer 2026.
- [3] [SWI swissinfo.ch \(27. Juli 2026\): Cooler river allows Swiss nuclear plant to restart at reduced capacity.](#)
- [4] [Nuclearelectrica \(28. Juli 2026\): Current report on the Danube flow.](#) Kontrollierte Abschaltung von Cernavodă 1.
- [5] [Nuclearelectrica \(30. Juli 2026\): Unit 2 remains connected to the National Energy System.](#)
- [6] [MVM Paks: Wasserstand und umweltbedingte Leistungsdrosselung im Sommer 2026.](#) Ergänzend zur aktuellen Systemlage: [Associated Press \(3. August 2026\).](#)
- [7] [World Nuclear Association: Cooling Power Plants.](#) Thermische Wirkungsgrade und Wärmeabgabe heutiger Kernkraftwerke.
- [8] [IPCC \(2022\): Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, Chapter 6: Energy systems.](#)
- [9] [IRENA \(Juli 2026\): Renewable Power Generation Costs in 2025.](#)
- [10] [IRENA \(6. Mai 2026\): Firm renewables outcompete fossil fuels on costs.](#)
- [11] [International Energy Agency: Renewable electricity – Renewables 2025.](#)
- [12] [EDF \(21. Dezember 2024\): Flamanville EPR produces its first electrons on the national electricity grid.](#)
- [13] [EDF \(14. Dezember 2025\): Flamanville EPR reaches 100% nuclear thermal power.](#)
- [14] [Cour des comptes \(14. Januar 2025\): La filière EPR: une dynamique nouvelle, des risques persistants.](#)
- [15] [IRENA \(2017\): Stranded Assets and Renewables.](#)
- [16] [Fraunhofer ISE \(Juli 2026\): Perovskite-silicon solar cells meet matrix shingled interconnection.](#)
- [19] [KENFO: Foundation mission.](#)
- [20] [Bundesministerium der Justiz: § 9 Atomrechtliche Deckungsvorsorge-Verordnung.](#)
- [20a] [Bundesministerium der Justiz: § 31 Atomgesetz.](#)
- [21] [Bundesministerium der Justiz: § 3 Endlagersicherheitsanforderungsverordnung.](#)
- [22] [OECD Nuclear Energy Agency: Small Modular Reactor Economics Working Group.](#)
- [23] [U.S. Department of Energy, Office of Inspector General \(März 2026\): Audit DOE-OIG-26-25.](#)
- [24] [IAEA-Konferenzbeitrag: Thorium as nuclear fuel: What, how and when?](#)
- [25] [OECD Nuclear Energy Agency \(2015\): Introduction of Thorium in the Nuclear Fuel Cycle.](#)
- [26] [ITER Organization: Cooling Tower Area.](#)
- [27] [ITER Organization \(27. November 2023\): Turning neutrons into electricity.](#)
- [28] [ITER Organization: Tritium breeding.](#)
- [29] [ITER Organization: After ITER.](#)