

— STUDY

Deutschlands Energiezukunft 2026–2045:

Faktencheck zu Kernkraft, H₂-Technologien und erneuerbaren Energien

Erkenntnisse, Trends, Hintergründe, Handlungsempfehlungen

Inhalt

Über die Studie.....	5
Einführung	6
Management Summary AKW.....	7
Wiedereinführung der Atomkraft in Deutschland	10
Aktuelle energiepolitische Lage in Deutschland	10
Technische Machbarkeit einer Rückkehr zur Kernkraft	11
Vor- und Nachteile der Atomkraft im deutschen Kontext	13
Vorteile / Pro-Argumente:	13
Nachteile / Contra-Argumente:	14
Internationale Entwicklungen und Vergleiche.....	17
Frankreich	17
Finnland	18
Kanada	19
China	20
Weitere Länder	21
Chancen und Risiken neuer Reaktortechnologien (SMR, Thorium, Kernfusion)	22
Small Modular Reactors (SMR).....	22
Thoriumreaktoren.....	25
Kernfusion	28
Geplante AKW weltweit: Status, Zeitrahmen und Kosten	31
Verzögerungen und Kostensteigerungen	32
Sinnhaftigkeit des Ausbaus	32
Zukunftstechnologien: SMR, Thorium und Fusion.....	33
Zusammenfassung und Ausblick.....	33
Position der deutschen Bundesregierung (Jan. 2026) zur Energiepolitik und ihr Realitätscheck .	34
Windkraft nur „Übergangstechnologie“	34
Forderungen zur Rückkehr zur Kernenergie	34
Realitätscheck: Wie realistisch sind Merz' Vorstellungen?	36
Wie „ready“ sind H2-Ready Gaskraftwerke?	38
Stand Januar 2026	38
Herstellerangaben: Stand der Technik bei H2-fähigen Gasturbinen	38
Können heutige Gasturbinen mit Wasserstoff betrieben werden?.....	38
Hürden beim Umstieg auf Wasserstoffbetrieb	40
Einschätzung: Ist Merz' Aussage zutreffend oder überzogen?	42
Beispiel EnBW und das Konzept wasserstoffbetriebener Gaskraftwerke	43

Öffentliche Aussagen von EnBW zu H ₂ -Gasturbinen (Herbst 2025).....	43
Hinweise auf technische und wirtschaftliche Hürden	43
Erwähnung von Turbinenherstellern und technischen Grenzen	44
Stromgestehungskosten eines H ₂ -Gaskraftwerks und Perspektiven für grünen Wasserstoff.....	45
Stromgestehungskosten bei 100 % grünem Wasserstoff im GuD-Kraftwerk	45
Prognosen zur Preisentwicklung von grünem Wasserstoff bis 2030 und 2040	46
Auswirkungen des Staatsbesuchs in Saudi-Arabien (Jan. 2026) auf H ₂ -Importe und Politik....	47
Kostenstruktur für importierten Wasserstoff via Ammoniak (Saudi-Arabien → Deutschland)	50
Ausgangslage: Grüner Wasserstoff aus Saudi-Arabien.....	50
Umwandlung zu Ammoniak in Saudi-Arabien	50
Transport per Schiff von Saudi-Arabien nach Deutschland.....	51
Cracking in Deutschland: Rückumwandlung zu Wasserstoff	51
Verluste entlang der Lieferkette	52
Kostenkalkulation: €/kg Wasserstoff am deutschen Endpunkt	52
Technische und ökonomische Unsicherheiten	53
Erneuerbare Energien als Zukunftslösung.....	55
Eignung der erneuerbaren Energien	55
Stromgestehungskosten im Vergleich (LCOE)	55
Klimawirkung und Treibhausgasemissionen	56
Ressourcenverfügbarkeit und Endlichkeit fossiler Brennstoffe	56
Technologische Reife und Zuverlässigkeit.....	56
Systemintegration und Netzstabilität.....	57
Rasante Entwicklung seit 2020.....	57
Fortschritte beim weltweiten Ausbau und Zukunftsperspektiven.....	57
Installierte Kapazitäten weltweit (Stand 2024)	57
Führende Nationen im Vergleich	58
Globale Investitionen in erneuerbare Energien.....	58
Offshore-Wind-Entwicklung in Europa.....	59
Prognosen und Szenarien für 2025–2035	59
Herausforderungen auf dem Weg zur Transformation.....	59
Batteriegroßspeicher (BESS) und Long Duration Energy Storage (LDES)	60
Der globale BESS-Markt im Überblick.....	60
Großprojekte und Leuchtturmprojekte weltweit	60
Batterietechnologien für den Netzmaßstab	60
Kostenentwicklung bei Batteriespeichern.....	61
Long Duration Energy Storage: Technologien und Bedeutung.....	61

Weitere LDES-Unternehmen und Schlüsselprojekte	62
Prognosen für den Speichermarkt 2025–2035.....	62
Regulatorische Rahmenbedingungen und Förderprogramme	62
Fazit und Ausblick	63
Quellenverzeichnis	64

Über die Studie

Die vorliegende Studie „Deutschlands Energiezukunft 2026–2045: Faktencheck zu Kernkraft, H₂-Technologien und erneuerbaren Energien" entstand vor dem Hintergrund einer energiepolitischen Debatte in Deutschland, die zunehmend von politischen Narrativen geprägt wird – und weniger von technologischen Realitäten und belastbaren Daten. Die aktuelle Positionierung der deutschen Bundesregierung zu zentralen Fragen der Energieversorgung folgt dabei erkennbar politischen Zielsetzungen, die einer fundierten technischen und wissenschaftlichen Überprüfung nur bedingt standhalten. Ob bei der Frage nach einem möglichen Wiedereinstieg in die Kernenergie, der Rolle von Wasserstofftechnologien oder dem tatsächlichen Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien: Zu oft dominieren vereinfachte Botschaften die öffentliche Debatte, während die komplexe technische und wirtschaftliche Realität in den Hintergrund tritt.

Genau hier setzt diese Studie an. Ihr Ziel ist es, auf Basis aktueller Daten und unabhängiger Analyse einen klaren Faktenrahmen zu schaffen – jenseits von Ideologie und parteipolitischer Opportunität. Sie richtet sich an Entscheidungsträger in Politik und Wirtschaft, an Fachleute aus der Energiebranche sowie an eine interessierte Öffentlichkeit, die sich eine fundierte und differenzierte Grundlage für die eigene Meinungsbildung wünscht. Denn eine Energiepolitik, die langfristig trägt, kann nicht auf Wunschdenken aufgebaut sein – sie muss sich an Fakten, Technologiereife und wirtschaftlicher Machbarkeit orientieren.

Die Datenbasis der Studie stützt sich auf anerkannte internationale Quellen wie die Internationale Energieagentur (IEA), IRENA, BloombergNEF und das Fraunhofer ISE. Die Analyse wurde mit dem Anspruch durchgeführt, technologische Entwicklungen realistisch zu bewerten, Kostendynamiken transparent darzustellen und politisch gesetzte Ziele – wie die Klimaneutralität 2045 oder 80 % erneuerbare Energien bis 2030 – kritisch auf ihre Umsetzbarkeit hin zu prüfen.

Erarbeitet wurde die Studie in Zusammenarbeit zwischen dem Wieshoff Consulting Research Lab und dem Clean Energy Magazine. Das Wieshoff Consulting Research Lab ist die Forschungsabteilung von Wieshoff Consulting und widmet sich der wissenschaftlich fundierten Analyse von Energie- und Technologiemarkten, Regulierungsrahmen und strategischen Transformationsprozessen im Bereich der sauberen Energien. Mit einem interdisziplinären Ansatz verbindet das Research Lab technische Expertise mit wirtschaftlicher und regulatorischer Perspektive – und liefert damit Analysen, die über reine Marktbeobachtung hinausgehen. Das Clean Energy Magazine zählt zu den führenden internationalen Online-Magazinen für Innovationsthemen – mit einem besonderen Fokus auf erneuerbare Energien, Energiespeicherung und die globale Energiewende. Als unabhängiges Medium bringt es eine breite internationale Perspektive und ein tiefes Verständnis für technologische Trends in die Zusammenarbeit ein.

Einführung

Erneuerbare Energien haben sich von einer Nischentechnologie zur wirtschaftlich überlegenen Energiequelle entwickelt. Im Jahr 2024 waren 91 % aller neu installierten erneuerbaren Kapazitäten günstiger als die günstigste fossile Alternative [1]. Mit weltweit 4.448 GW installierter Leistung, einem Rekordzubau von 585 GW und Investitionen von über 2 Billionen US-Dollar in die Energiewende [13] hat die Transformation des globalen Energiesystems eine Dynamik erreicht, die noch vor einem Jahrzehnt undenkbar erschien. Batteriegroßspeicher und Langzeitspeichertechnologien stehen an der Schwelle zur Massenmarktreife und adressieren die zentrale Herausforderung der Versorgungssicherheit [34, 35].

Diese Entwicklung vollzieht sich nicht gleichmäßig – sie folgt einer exponentiellen Logik, getrieben von Skaleneffekten, technologischer Reifung und einem sich selbst verstärkenden Investitionskreislauf. Die Kosten für Solarstrom sind seit 2010 um über 90 % gesunken, Onshore-Wind um mehr als 70 % [1]. Was lange als teuer und unzuverlässig galt, ist heute in weiten Teilen der Welt die günstigste Form der Stromerzeugung – und gleichzeitig die am schnellsten wachsende. Diese Dynamik verändert nicht nur Energiemärkte, sondern auch geopolitische Abhängigkeiten, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und die Grundlagen nationaler Energiesicherheit.

Für Deutschland stellt sich die Frage nach dem richtigen Pfad durch diese Transformation mit besonderer Dringlichkeit. Als größte Volkswirtschaft Europas, mit einem energieintensiven Industriesektor und einem ambitionierten Klimaziel – Klimaneutralität bis 2045 – steht das Land vor der Aufgabe, Versorgungssicherheit, wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung gleichzeitig zu gewährleisten. Dabei sind die technologischen Optionen vielfältiger geworden: Neben dem weiteren Ausbau von Wind- und Solarenergie gewinnen Langzeitspeicher, grüner Wasserstoff und flexible Netzarchitekturen an Bedeutung. Gleichzeitig flammt die Debatte über alternative Versorgungspfade – insbesondere die Kernenergie – immer wieder auf.

Diese Studie analysiert auf Grundlage aktueller Daten von IEA, IRENA, BloombergNEF und Fraunhofer ISE die Eignung, die Entwicklungsfortschritte und die Zukunftspotenziale der relevanten Technologien. Sie bewertet, welche Optionen unter realen Bedingungen – technisch, wirtschaftlich und zeitlich – tatsächlich zur Verfügung stehen, und ordnet sie in den Kontext der deutschen Energiepolitik ein. Dabei geht es nicht darum, politische Entscheidungen zu treffen, sondern die technologische und ökonomische Realität so klar wie möglich abzubilden – als Grundlage für eine Debatte, die diese Klarheit dringend braucht.

Management Summary AKW

Ausgangslage: Deutschland hat 2023 die Kernenergie abgeschaltet und setzt voll auf erneuerbare Energien sowie flexible Gaskraftwerke. Politisch ist ein Wiedereinstieg umstritten: Die aktuelle Regierung lehnt ihn ab, konservative und rechte Parteien bringen ihn ins Spiel. Die energiepolitischen Ziele (Klimaneutralität 2045, 80 % EE bis 2030) sollen ohne Atomkraft erreicht werden. Dennoch wächst angesichts hoher Energiepreise und Klimadruck die Diskussion, ob Kernkraft ein Comeback erleben sollte.

Technische Machbarkeit: Eine Wiederinbetriebnahme stillgelegter AKW wäre mit enormen Hürden verbunden – fehlendes Personal, ausgelaufene Genehmigungen, abgebrochene Brennstoffzyklen, Desinteresse der Betreiber und erheblichem Investitionsbedarf. **Kurzfristig bis 2030** könnte Atomkraft selbst bei sofortigem Beschluss kaum nennenswert Strom liefern. Neubauten würden **15 Jahre+** dauern und kämen für die Klimaziele 2030 zu spät. Technisch möglich wäre ein Wiedereinstieg *nur langfristig*, verbunden mit Gesetzesänderungen und dem Wiederaufbau einer nuklearen Infrastruktur. Selbst dann wären die Kosten hoch und die Umsetzung unsicher. Insgesamt spricht die aktuelle Faktenlage gegen die Realisierbarkeit eines schnellen Kernenergie-Comebacks in Deutschland[23][30].

Pro und Contra Kernkraft:

- **Pro-Argumente:** Kernenergie ist CO₂-arm und könnte als grundlastfähige Energiequelle die Versorgungssicherheit erhöhen[37]. Sie reduziert Abhängigkeiten von fossilen Brennstoffen und läuft unabhängig von Wetterbedingungen[37]. Neue Reaktorkonzepte versprechen mehr Sicherheit und Effizienz. Angesichts der Klimakrise sehen Befürworter Kernkraft als zusätzlichen Hebel, um Emissionen zu senken, und verweisen auf erfolgreiche Nutzung im Ausland (Frankreich, etc.).
- **Contra-Argumente:** Dem stehen schwerwiegende Nachteile gegenüber: Die **Atommüllentsorgung** ist ungelöst – ein Endlager für hochradioaktiven Abfall steht nicht zur Verfügung[39]. Das **Unfallrisiko** mag gering sein, ist aber im Extremfall gesellschaftlich inakzeptabel (Restrisiko eines Super-GAU). **Wirtschaftlich** ist neuer Atomstrom deutlich teurer als Wind- oder Solarstrom[35][44], Investoren fehlen. Kernenergie käme für den Klimaschutz zu spät (bis Anlagen fertig wären, müssen Emissionen schon drastisch runter sein). Zudem ist sie **inflexibel** im Zusammenspiel mit fluktuierenden Erneuerbaren[52]. Die gesellschaftliche Akzeptanz bleibt fragil – insbesondere die Endlagerfrage und Sicherheitsbedenken wiegen schwer in der deutschen Öffentlichkeit. Summa summarum überwiegen im deutschen Kontext gegenwärtig die Nachteile. Selbst neutrale Experten urteilen, dass Atomkraft für Deutschland **keine ökonomisch sinnvolle oder erforderliche Option** darstellt[48][49].

Internationale Perspektive: Weltweit ist Kernenergie ein **geteiltes Feld**. In Westeuropa setzen etwa Frankreich und UK auf neue AKW, kämpfen aber mit Kosten- und Zeitproblemen[66][64]. Finnland und Schweden integrieren Kernkraft in ihre Klimastrategie und investieren in neue Reaktoren bzw. Laufzeitverlängerungen – Finnland glänzt mit dem weltweit ersten Endlager[123]. Kanada und die USA entwickeln **SMR**-Prototypen, um in den 2030ern neue Kerntechnologien zu nutzen[124]. Hingegen haben Deutschland, Spanien, Schweiz und weitere den Ausstieg gewählt und setzen voll auf Erneuerbare. **China** treibt mit Dutzenden Neubauten und innovativen Reaktortypen (HTR, Thorium) die globale Entwicklung voran[85][109]. Insgesamt bleibt der globale Atomstromanteil rückläufig (2024 ca. 9 % weltweiter Strom)[95], jedoch könnten neue Technologien in Zukunft wieder an Bedeutung gewinnen. Deutschland kann von internationalen

Erfahrungen lernen: Etwa, dass **Neubauten meist teurer und langsamer** als geplant sind (Warnbeispiel Flamanville 3)[66], oder dass **Endlagerung lösbar** ist, wenn konsequent angegangen (Erfolgsbeispiel Finnland)[40]. Die internationale Entwicklung zeigt aber auch, dass kein zwingender Zwang besteht, auf Atomkraft zu setzen – viele Länder erreichen Energiewende-Ziele auch ohne, während jene mit Kernkraft ähnlich mit Herausforderungen kämpfen (Alterung der Anlagen, Investitionsstau).

Neue Reaktortechnologien: SMR (Small Modular Reactors) könnten künftig kleinere, sichere Reaktoren ermöglichen, doch bis zur kommerziellen Reife sind noch Hürden zu nehmen.

Thoriumreaktoren (z.B. Flüssigsalzreaktoren) versprechen weniger langlebigen Abfall und mehr Brennstoffbasis, sind aber noch im experimentellen Stadium[109]. **Kernfusion** wäre ein Durchbruch mit nahezu idealen Eigenschaften, wird aber bis mindestens 2040 nicht bereitstehen und trägt nichts zur aktuellen Dekade bei[115]. Für Deutschland bedeuten diese Technologien eher Forschungsfelder als kurzfristige Optionen. Es ist sinnvoll, am Forschungsfortschritt teilzuhaben (Deutschland engagiert sich bei ITER, hat Expertise in HTR etc.), um im Falle eines Durchbruchs vorbereitet zu sein. Doch **für die Entscheidungsfindung jetzt** (Wiedereinstieg ja/nein) sollten sie nicht als gegeben vorausgesetzt werden – zu unsicher sind Zeitpunkt und Erfolg.

Empfehlungen:

1. **Keine übereilte Kehrtwende:** Angesichts der dargelegten Schwierigkeiten wäre ein sofortiger Wiedereinstieg in die Kernkraft energiepolitisch **nicht ratsam**. Bis ein neues AKW hier Strom liefern könnte, vergeht mindestens ein Jahrzehnt – Zeit, in der stattdessen Erneuerbare massiv ausgebaut werden können. Die Klimaziele 2030 lassen sich schneller, günstiger und gesellschaftlich friedlicher mit dem bestehenden Weg (EE + Speicher + Effizienz) erreichen als durch Reaktivierung alter Meiler oder Neubau.
2. **Energiewende forcieren:** Der Fokus sollte auf der Beschleunigung des Ausbaus von Wind- und Solarenergie, Netzinfrastruktur und Speichern liegen. Hier hat Deutschland Aufholbedarf, und jeder Euro bringt kurzfristig Emissionsminderungen. Flexible Gaskraftwerke (H₂-ready) sollten wie geplant als Rückgrat für dunkle Flauten dienen[6]. Diese Strategie adressiert Klimaschutz und Versorgungssicherheit ohne die Risiken der Atomkraft.
3. **Atomkraft-Debatte versachlichen:** Gleichwohl ist die Debatte verständlich im Lichte hoher Strompreise und Versorgungssorgen. Es ist wichtig, die **Faktenlage transparent** zu kommunizieren: Kernenergie kann Klimaschutz unterstützen, aber nicht schnell, und nur mit hohen Kosten und ungelösten Entsorgungsfragen. Bevölkerung und Industrie brauchen Planungssicherheit – ständige Kurswechsel wären kontraproduktiv. Daher sollte politisch klargestellt werden, dass bis 2030 Kernenergie kein Beitrag sein wird, man aber abwägt, ob neue Entwicklungen langfristig etwas ändern könnten.
4. **Kompetenz erhalten, Forschung fördern:** Deutschland sollte seine **nukleare Expertise** nicht vollständig aufgeben. Für Reaktorsicherheit (Exportberatung), medizinische Isotopenproduktion und Mitwirkung an internationalen Projekten (ITER Fusion, Generation IV Forum) ist Know-how nötig. Es empfiehlt sich, begrenzte Forschung zu SMR, HTR und Fusion weiter zu betreiben – **ohne** aber industrielle Projekte im eigenen Land zu starten, solange die Grundlagen nicht geklärt sind. So bleibt Deutschland anschlussfähig, falls etwa SMR in 10–15 Jahren marktreif werden oder Fusion doch schneller Fortschritte macht.

5. **Endlagersuche vorantreiben:** Unabhängig von neuen AKW muss die Entsorgung des **bestehenden Atommülls** gelöst werden. Die Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) sollte maximal unterstützt werden, um einen geeigneten Endlagerstandort zu finden und die Öffentlichkeit einzubinden. Je eher ein sicheres Endlager in Sicht ist, desto eher verliert das Müllargument an Schärfe – was auch die Technologie-Debatte entemotionalisieren könnte. Finnlands Beispiel zeigt, dass es machbar ist^[70]. Hier sollte Deutschland von internationalen Best Practices lernen.
6. **Europa im Blick behalten:** Da Deutschland eingebettet in den EU-Binnenstrommarkt ist, muss es mit Ländern kooperieren, die Kernkraft nutzen. Das bedeutet, **Importe** von Atomstrom bleiben Bestandteil der Versorgung (2023 kamen ~16 % der Stromimporte aus französischen AKW)^[125]. Deutschland sollte sich konstruktiv in EU-Diskussionen einbringen (etwa zur Taxonomie), um Kompromisse zu finden, ohne eigene Prinzipien aufzugeben. Gleichzeitig kann man von Nachbarn (Frankreichs EPR-Pläne, Tschechiens neue Blöcke) lernen und in grenznaher Abstimmung Sicherheitsstandards gewährleisten.

Schlussfolgerung: Eine Wiedereinführung der Atomkraft in Deutschland ist aus heutiger Sicht **weder kurz- noch mittelfristig sinnvoll**. Die technischen und ökonomischen Barrieren sind hoch, die zeitlichen Horizonte lang, und alternative Lösungen stehen bereit. Im spezifischen deutschen Kontext – geprägt von dicht besiedelter Geografie, starker Zivilgesellschaft und Fortschritten bei den Erneuerbaren – ist der Nutzen der Kernenergie begrenzt, während die Herausforderungen (Müll, Kosten, Akzeptanz) beträchtlich sind^{[23][43]}.

Statt Ressourcen in ein Revival der alten Kernkraft zu lenken, sollte Deutschland die **Transformation mit Erneuerbaren entschlossen voranbringen** und parallel **die Zukunftstechnologien** beobachten und mitentwickeln. Falls in 10 oder 20 Jahren *neue* Kernkraftoptionen tatsächlich praktikabel und notwendig erscheinen, kann dann neu entschieden werden – auf Basis dann aktueller Fakten. Bis dahin liegt der Fokus besser auf Maßnahmen, die **sofort Emissionen mindern und Versorgung sichern**. Diese Strategie minimiert das Risiko von Fehlallokationen und hält Deutschland auf Kurs, seine Klimaverpflichtungen zu erfüllen, ohne die Sicherheits- und Entsorgungslasten künftigen Generationen weiter aufzubürden.

In einfacher Formel: **Kurzfristig Nein zur Wiedereinführung der alten Atomkraft – langfristig Ja zur Offenheit für neue Entwicklungen**. Dies gewährleistet fachliche Vernunft und technische Ausgewogenheit in der deutschen Energiepolitik.

Wiedereinführung der Atomkraft in Deutschland

Aktuelle energiepolitische Lage in Deutschland

Deutschland hat im April 2023 seine letzten drei Kernkraftwerke (Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland) endgültig abgeschaltet[1][2]. Dieser Atomausstieg wurde nach jahrzehntelangen Debatten und infolge der Reaktorunfälle von Tschernobyl (1986) und Fukushima (2011) politisch beschlossen[3][4]. Die aktuelle Bundesregierung (SPD, Grüne, FDP) hält am Ausstieg fest; Offizielle Stimmen der SPD nennen das Abschalten der AKW „gut so“[5]. Auch Bündnis 90/Die Grünen und Die Linke lehnen eine Rückkehr zur Kernenergie strikt ab[5]. Stattdessen fokussiert die Energiepolitik auf den Ausbau erneuerbarer Energien (insbesondere Wind- und Solarenergie) sowie auf flexible Gaskraftwerke als Übergangstechnologie[6]. So sind allein zwischen Januar 2022 und Oktober 2024 rund 36 GW Solarkapazität und netto 8 GW Windkraft neu in Betrieb gegangen[7]. Im Jahr 2023 stammten etwa **55 % des deutschen Nettostroms** bereits aus erneuerbaren Quellen[8], womit das Ziel eines **80 % Erneuerbaren-Anteils bis 2030** klar vorgezeichnet ist. Konventionelle Stromerzeugung sank 2023 gegenüber dem Vorjahr um 24 %[9]. Gleichzeitig war Deutschland 2023 erstmals seit Jahrzehnten Netto-Stromimporteur (Import 54,1 TWh vs. Export 42,4 TWh) – etwa 16 % des importierten Stroms stammten aus ausländischen Kernkraftwerken[10]. Die Regierung sieht einen solchen Austausch aber als technisch und ökonomisch vertretbar an, etwa um Lastschwankungen im europäischen Verbundnetz auszugleichen[10].

Energiepolitisch strebt Deutschland Klimaneutralität bis 2045 an. Dazu sollen neben den Erneuerbaren auch neue **Wasserstoff-ready Gaskraftwerke** als Reserve errichtet werden, die perspektivisch mit grünem Wasserstoff betrieben werden können[6]. In der derzeitigen Planung spielt Kernenergie offiziell keine Rolle mehr: Die Koalition hat *keine* Rückkehr zur Atomkraft vorgesehen[5]. Allerdings ist die Debatte nach dem Atomausstieg neu entflammt. Im Zuge hoher Strompreise und der Gaskrise 2022/23 plädieren einige Akteure – vor allem die oppositionelle CDU/CSU und die AfD – für eine Neubewertung der Kernenergie[2][11]. Die Union (CDU/CSU) fordert, zumindest die Option Kernenergie offenzuhalten und prüfen zu lassen, ob abgeschaltete AKW unter vertretbarem Aufwand reaktiviert werden könnten[11]. Ihr Kanzlerkandidat Friedrich Merz bezeichnete die Abschaltung in der Energiekrise als „schweren strategischen Fehler“[12], räumte jedoch jüngst ein, dass die Chance einer Reaktivierung der drei letzten Reaktoren „von Woche zu Woche“ schwinde und „wahrscheinlich nichts mehr zu machen“ sei[13]. Die AfD geht noch weiter und fordert den **Ausbau der Kernenergie**, inkl. neue Kraftwerke und sofortiges Wiederaufstarten stillgelegter Meiler[11]. Die FDP war lange gegen einen Wiedereinstieg, hat in ihrem neuen Programm aber angekündigt, **Forschung an „neuen Generationen“ von Kernkraftwerken** (z.B. SMR) zu unterstützen und eine Entscheidung über Wiedereinbetriebnahmen den Betreibern zu überlassen[5]. Neue politische Akteure wie das Bündnis Sahra Wagenknecht (BSW) befürworten zwar Forschung an Kerntechnik, lehnen aber den Bau klassischer Reaktoren ab[14].

Die **öffentliche Meinung** in Deutschland zur Kernenergie hat sich im Verlauf der Energiekrise spürbar verschoben. War nach Fukushima 2011 eine große Mehrheit der Bevölkerung gegen Atomkraft, so ist inzwischen – parallel zu den steigenden Energiepreisen und Klimadebatten – wieder eine relative Mehrheit **für** eine begrenzte Nutzung der Kernenergie erkennbar[15][16]. Laut einer repräsentativen Innofact-Umfrage vom April 2025 befürworten 55 % der Deutschen eine Rückkehr zur Atomkraft, während 36 % dagegen sind (9 % unentschieden)[16]. Diese Meinungsänderung schafft politischen Druck, das Thema zumindest zu diskutieren. Dennoch

bleibt die gesellschaftliche Akzeptanz fragil und regional unterschiedlich – und insbesondere auf Seiten der Umweltverbände und vieler Bundesländer besteht weiterhin starker Widerstand gegen neue AKW-Projekte.

Zusammenfassend ist die aktuelle Lage geprägt von einer **konsequenten Ausrichtung auf erneuerbare Energien**, flankiert von Gaskraftwerken und Importen, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten[6]. Die dominierende politische Linie lehnt Atomkraft ab, doch im Vorfeld der Bundestagswahl 2025 bringen einzelne Parteien das Thema Wiedereinführung auf die Agenda. Die Energiepolitik zielt darauf ab, Abhängigkeiten von fossilen Importen zu verringern – was perspektivisch durch heimische Erneuerbare erreicht werden soll[17]. Zwar importiert die EU Uran für Kernkraft zum Teil aus geopolitisch riskanten Quellen (2020 etwa 20 % aus Russland und 19 % aus Kasachstan[17]), doch auch beim Abschied von der Kernkraft entstehen neue Importabhängigkeiten (z.B. Gas oder Atomstrom aus dem Ausland). Dieses Spannungsfeld prägt die energiepolitische Diskussion.

Technische Machbarkeit einer Rückkehr zur Kernkraft

Ob und wie Deutschland die Atomkraft *technisch* wiedereinführen könnte, hängt von zahlreichen Voraussetzungen ab. **Kurzfristig** erscheint eine Reaktivierung der stillgelegten Anlagen oder gar der Bau neuer Reaktoren äußerst schwierig – Personal, Infrastruktur, Brennstoffversorgung und Regulierung stellen hohe Hürden dar.

Nach dem Atomausstieg befindet sich der Großteil der früheren Kernkraftwerke bereits im **Rückbau**. Laut Betreiberangaben ist der Stilllegungsprozess bei vielen Anlagen „praktisch irreversibel“[18]. EnBW etwa betont, dass eine Wiederaufnahme des Betriebs ihrer fünf AKW nicht mehr realistisch sei, da die Anlagen weitgehend deaktiviert und zerlegt werden[18]. Tatsächlich wären theoretisch zwar **acht Reaktorblöcke** in Deutschland noch reaktivierbar, bei denen der Rückbau noch nicht zu weit fortgeschritten ist[19]. Doch selbst dieses Szenario würde einen enormen **Zeit- und Kostenaufwand** erfordern[19]. Zunächst müssten die rechtlichen Grundlagen geändert und umfangreiche Sicherheitsüberprüfungen durchgeführt werden[20]. Alle bisher erloschenen Betriebsgenehmigungen müssten erneuert werden, was angesichts gestiegener Sicherheitsanforderungen große Investitionen bedingt. Der **technische Zustand** der Anlagen ist ein weiterer Faktor: Zwar könnten gut gewartete Reaktoren prinzipiell wieder hochgefahren werden, doch nach Jahren des Stillstands und beginnenden Rückbaus müssten Komponenten ersetzt und Tests durchgeführt werden[21].

Ein besonderes Problem ist die **Brennstoffversorgung**. Neue **Brennelemente** zu beschaffen würde mindestens 12 Monate, vermutlich eher **bis zu zwei Jahre**, dauern[22]. Die Herstellung von Brennstäben ist komplex und in Europa nur von wenigen Fabriken leistbar (eine davon in Lingen, DE, im Besitz von Framatome). Zudem war ein Teil der globalen Brennstoffkette (Urananreicherung, Konversion) in der Vergangenheit mit Russland verflochten. Nach dem Ukrainekrieg wäre die Beschaffung von angereichertem Uran ohne russische Beteiligung anspruchsvoller[22]. Gerade hochwertige Brennelemente für bestimmte Reaktortypen könnten Lieferengpässe haben. **Versorgungssicherheit** bei Uran wäre aber grundsätzlich gegeben, da Uran weltweit verfügbar ist (Kanada, Australien, Niger etc.); das Nadelöhr wären eher Fabrikationskapazitäten und ggf. Anreicherung.

Des Weiteren fehlt es an **Fachpersonal**. Viele erfahrene Kerntechnik-Ingenieure und -Techniker in Deutschland haben die Branche gewechselt oder gehen in Rente[23]. Nach über einem Jahrzehnt ohne Neubauprojekte ist die personelle Infrastruktur ausgedünnt. Selbst der Betrieb reaktivierter Alt-AKW würde geschultes Personal erfordern, das rekrutiert und ausgebildet

werden müsste[24]. Laut Experten ist qualifiziertes Betriebspersonal derzeit einer der Engpässe bei jedem Kernenergie-Vorhaben in Deutschland[23]. Dieses Know-how kurzfristig aufzubauen, wäre nur mit internationalen Partnern oder Rückholung ehemaliger Mitarbeiter möglich. Die Betreiberfirmen selbst (RWE, E.ON/PreussenElektra, EnBW) haben jedoch kein Interesse signalisiert, wieder Personal für Kernkraft aufzubauen – im Gegenteil, sie verfolgen konsequent die Stilllegung und den Ausbau anderer Geschäftsfelder[25][26]. E.ON-Chef Leonhard Birnbaum etwa stellte klar, dass Diskussionen über eine Wiederinbetriebnahme „zu spät“ kämen und er seinen Mitarbeitern nicht sagen könne, sie sollten „noch mal für zwei Jahre in der Hängematte liegen“, bis die Politik sich umentscheide[25].

Infrastrukturell ist ebenfalls viel abzuwägen. Einige der letzten Anlagen (z.B. Isar 2, Neckarwestheim 2) waren bis 2023 voll funktionsfähig und könnten in Theorie reaktiviert werden, wenn man den begonnenen Abriss sofort stoppt[27]. Der Nuklear-Dienstleister Nukem schätzte im März 2025, dass sechs der zuletzt abgeschalteten AKW bis 2030 wieder Strom liefern *könnten* – allerdings nur, wenn politisch „jetzt“ entschieden und der Rückbau *sofort* ausgesetzt wird[21]. Die Kosten bezifferte Nukem auf etwa **1–3 Mrd. € pro Kraftwerk** für Reaktivierung und Modernisierung[27]. Dieser optimistische Fahrplan steht jedoch im Widerspruch zu den Aussagen der Kraftwerksbetreiber: EnBW erklärte 2024, ihre Anlagen seien so weit zurückgebaut, dass es „praktisch unumkehrbar“ sei[25]. Auch PreussenElektra (E.ON) und RWE lehnen einen Wiedereinstieg ab – RWE verweist auf „hohe regulatorische, technische und personelle Hürden“ und zweifelt die Wirtschaftlichkeit an[26][28].

Tatsächlich wären **kurzfristige Investitionen in Milliardenhöhe** nötig, um Kernkraft in Deutschland wieder hochzufahren. Beispielsweise müssten für den zusätzlich anfallenden Atom Müll finanzielle **Rückstellungen von rund 2,5 Mrd. €** pro Reaktor bereitgestellt werden[29] – Gelder, die bislang gar nicht eingeplant sind. Summa summarum käme eine Reaktivierung bestehender Anlagen einem Neubau in vielen Punkten nahe: Es bräuchte **neue Genehmigungen**, Sicherheitsnachrüstungen und Tests, Wiederaufbau von Organisationsstrukturen und Zulieferketten, sowie die Einrichtung eines zeitgemäßen Sicherheitsmanagements. Experten ziehen daher den Schluss, dass ein **Wiedereinstieg „zügig“ nicht möglich** ist – diese Aussage ist „falsch“, so ein aktueller Faktencheck des Fraunhofer-Instituts[19]. Vielmehr sprechen zahlreiche Faktoren dagegen: fehlendes Personal, fehlende Betreiber-Bereitschaft, langwierige Brennstoffbeschaffung und erhebliche Investitionen[30].

Auch der **Neubau** von Kernkraftwerken in Deutschland wäre mit langen Vorläufen verbunden. In westlichen Industrieländern beträgt die Bauzeit für moderne Reaktoren realistisch oft **10–15 Jahre**, wie Erfahrungen aus Finnland (Olkiluoto 3: ~16 Jahre Bauzeit) oder Frankreich (Flamanville 3: ~16 Jahre und noch nicht in Betrieb) zeigen[31][32]. Selbst wenn man heute politische Einigkeit hätte und sofort mit Planung begännen, könnte frühestens in den **späten 2030er Jahren** ein neues Groß-AKW ans Netz gehen. Das wäre für die kurz- und mittelfristigen Klimaziele Deutschlands (2030, 2040) kaum relevant[33]. Zudem stellt sich die Frage, wer in Deutschland in neue Kernkraftwerke investieren würde – die Energieunternehmen zeigen wenig Interesse, und ohne massive staatliche Förderung wären solche Projekte wirtschaftlich riskant[31]. Markus Krebber, der Chef des Energiekonzerns RWE, hält einen Wiedereinstieg für „sehr unrealistisch“. Technisch sei es zwar möglich, aber die **Hürden und Kosten** seien zu hoch[34]. Kernkraftwerke würden sich angesichts günstiger Wind- und Solarenergie nicht mehr rechnen, es fehlten Genehmigungen und Fachkräfte, und **ohne staatlich garantierte Mindestpreise** (z.B. lange Stromabnahmeverträge) wäre ein wirtschaftlicher Betrieb kaum

darstellbar[35]. Krebbers Fazit: Deutschland sei „über den Punkt hinaus, an dem wir abgeschaltete Atomkraftwerke wieder ans Netz bringen sollten“[36].

Regulatorisch müsste ebenfalls viel bewegt werden. Das deutsche Atomgesetz verbietet derzeit den Neubau von Kernkraftwerken und limitiert den Betrieb auf die genehmigten Restlaufzeiten (die nun abgelaufen sind). Eine **Änderung des Atomgesetzes** bräuchte politische Mehrheiten im Bundestag und Bundesrat – angesichts der Haltung vieler Bundesländer wäre das kontrovers. Außerdem müsste die **Atomaufsicht** (Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung – BASE, sowie die Reaktorsicherheitsbehörden der Länder) wieder auf einen Neubetrieb ausgerichtet werden. Nach Jahren des Ausstiegs lag der Fokus dieser Behörden eher auf Stilllegung und Endlagersuche; für Neubaugenehmigungen müssten Kapazitäten und Experten (z.B. bei der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit, GRS) reaktiviert werden. Die **Endlagersuche** für hochradioaktive Abfälle ist in Deutschland noch im Gange und hochsensibel – sie soll bis 2031 einen Standort bestimmen, wird aber vermutlich länger dauern. Ein Wiedereinstieg würde zusätzlich Müll verursachen und die Entsorgungsfrage weiter verschärfen, was **neue regulatorische und gesellschaftliche Konflikte** bedeuten würde.

Insgesamt lautet das Urteil vieler Fachleute: Eine Rückkehr der Kernkraft in Deutschland ist *technisch machbar*, aber **nur unter langfristigem Vorlauf und erheblichen Anstrengungen**. Kurzfristig (bis 2030) könnte Atomstrom keinen nennenswerten Beitrag leisten[33]. Bis dahin sollen 80 % erneuerbarer Strom erreicht sein – es ist unwahrscheinlich, dass neue oder reaktivierte AKW vor 2030 spürbar ans Netz kämen[33]. Selbst optimistische Szenarien (Nukem) gehen von 2030 aus[21]. Realistischerweise würde ein Neubau eher 15 Jahre dauern, also bis frühestens ~2040. **Ohne** politischen Grundkonsens, industrielle Akteure, finanzielle Absicherung und personelle Ressourcen ist eine Wiederaufnahme der Kernkraft **derzeit nicht umsetzbar**. Es sprechen daher – Stand heute – überwältigend viele praktische Gründe gegen einen schnellen Wiedereinstieg.

Vor- und Nachteile der Atomkraft im deutschen Kontext

Eine Bewertung der Atomkraft im deutschen Energiesystem muss **Vor- und Nachteile** sorgfältig abwägen. Die Argumente der Befürworter und Gegner sind vielfältig:

Vorteile / Pro-Argumente:

- **Klimaschutz:** Kernenergie erzeugt Strom nahezu **CO₂-frei**. Für das Erreichen der Klimaziele (Senkung der Treibhausgasemissionen) könnte Atomstrom daher einen Beitrag leisten, indem er fossile Kraftwerke ersetzt. Befürworter betonen, dass Kernkraftwerke konstant **grundlastfähigen** Strom ohne CO₂-Ausstoß liefern und somit eine nachhaltige Energiequelle darstellen[37]. Vor allem angesichts des Klimanotstands wird darauf verwiesen, dass jedes verfügbare CO₂-arme Mittel genutzt werden sollte, inklusive Kernenergie.
- **Versorgungssicherheit und Netzstabilität:** Anders als Wind- oder Solarparks sind Kernkraftwerke **unabhängig vom Wetter**. Sie können kontinuierlich Strom produzieren und so Grundlast bereitstellen[37]. In Zeiten von „Dunkelflauten“ (wenig Wind und Sonne) könnten laufende AKW die Versorgung stabil halten, ohne auf Gaskraftwerke oder Stromimporte zurückgreifen zu müssen. Einige sehen in einer begrenzten Zahl von Kernkraftwerken eine Versicherung gegen volatile Erträge der Erneuerbaren – das System würde robuster gegenüber Extremwittersituationen.

- **Reduktion von Importabhängigkeiten:** Befürworter argumentieren, Kernkraft mache unabhängiger von **fossilen Brennstoffen und deren Import**[\[37\]](#). Insbesondere die Gasabhängigkeit (z.B. von Russland, Norwegen oder LNG) könne durch heimischen Atomstrom gesenkt werden. Uran als Brennstoff ist global verfügbar und vergleichsweise preisgünstig; außerdem wird nur eine kleine Menge Brennstoff benötigt, um große Energiemengen zu erzeugen. Deutschland könnte einen Teil des importierten Stroms (2023 z.B. aus französischen AKW) durch eigene Anlagen ersetzen und so Souveränität zurückgewinnen.
- **Kontinuierliche, planbare Erzeugung:** Ein Kernkraftwerk liefert **dauerhaft hohe Leistung**, die nicht von externen Faktoren abhängt. Dadurch bietet es Planbarkeit für die Netzsteuerung und kann rund um die Uhr laufen. Moderne Reaktor-Designs sollen zudem flexibler regelbar sein als frühere, sodass Lastwechsel bis zu einem gewissen Grad möglich wären. Die stetige Leistung könnte z.B. für die **Grundversorgung von Industrie** (Stahl, Chemie) hilfreich sein, wo Prozesswärme und Strom rund um die Uhr benötigt werden.
- **Weniger Flächenbedarf:** Im Vergleich zu Wind- und Solarparks benötigt Kernenergie pro erzeugter Kilowattstunde sehr viel **weniger Fläche**. In einem dicht besiedelten Land wie Deutschland sehen manche darin einen Vorteil: Anstatt tausende Windräder zu installieren, könnte wenige Reaktoren eine ähnliche Menge Strom erzeugen. Allerdings ist diese Rechnung umstritten, da dennoch ausreichende Erneuerbaren-Kapazitäten für variable Lasten gebraucht würden.
- **Neue Technologien versprechen mehr Sicherheit und Effizienz:** Es gibt die Hoffnung, dass **neue Reaktortypen** (Generation IV, SMR – dazu mehr in Abschnitt 5) die traditionellen Nachteile abmildern[\[37\]](#). Kleinere, modular gefertigte Reaktoren könnten möglicherweise sicherer, schneller verfügbar und wirtschaftlich attraktiver sein. Auch **Kernfusion** (langfristig) steht als Vision im Raum für nahezu unerschöpfliche, sichere Energie. Befürworter argumentieren, Deutschland solle an solchen Technologien teilhaben, um zukünftige Durchbrüche nicht zu verpassen und um ggf. klimaneutralen Strom aus neuen AKW-Generationen nutzen zu können.

Zusammengefasst sehen Pro-Kernkraft-Stimmen die Atomenergie als **verlässliche, klimafreundliche Energiequelle**, die in einem diversifizierten Energiemix die Resilienz erhöhen kann. Sie heben hervor, dass moderne Kernkraftwerke deutlich höhere Sicherheitsstandards haben und dass z.B. Nachbarländer wie Frankreich damit erfolgreich große Anteile ihres Stroms erzeugen, während Deutschland hohe Strompreise und CO₂-Emissionen in Kauf habe[\[38\]](#). Gerade angesichts der Dringlichkeit des Klimaschutzes wird argumentiert, dass man auf einen vorhandenen CO₂-armen Energieträger nicht ideologisch verzichten solle.

Nachteile / Contra-Argumente:

- **Ungeklärte Entsorgung:** Das vielleicht gewichtigste Gegenargument ist die **ungelöste Atommüll-Problematik**[\[39\]](#). Hochradioaktive Abfälle müssen für Jahrtausende sicher isoliert werden. In Deutschland ist die Suche nach einem **Endlager** für den bestehenden Müll noch immer im Gange – eine Lösung ist nicht in Sicht. Der **Endlager-Standort** soll zwar bis 2031 gefunden sein, doch Experten rechnen mit Verzögerungen bis in die 2040er. Für schwach- und mittelaktive Abfälle gibt es mit Schacht Konrad (Inbetriebnahme ~2030) zwar ein Endlager[\[40\]](#), doch für **27.000 m³ hochradioaktiven Abfall** (vor allem abgebrannte Brennelemente) existiert nur Zwischenlagerung. Die

Kosten allein für die Endlagerung dieses Abfalls werden – je nach Berechnung – auf etwa 8,3 Mrd. € (abgezinst) bis 51 Mrd. € (ungdiskontiert) geschätzt[41][42]. Eine **Wiedereinführung der Kernenergie würde zusätzlichen Müll** erzeugen, der das Entsorgungsproblem weiter verschärft. Gegner betonen, dass es ethisch kaum zu vertreten sei, neue Abfälle zu produzieren, solange nicht einmal für die bestehenden ein Endlager verfügbar ist. Auch finanziell sind die Folgekosten enorm – die Allgemeinheit trägt letztlich das Langzeitrisiko. Dieses Argument wiegt in Deutschland, wo das Bewusstsein für die Endlagerfrage hoch ist, sehr schwer.

- **Risiko von Unfällen:** Kernkraftwerke bergen das **Restrisiko** schwerer Unfälle (GAU). Ereignisse wie **Tschernobyl** (1986) und **Fukushima** (2011) haben gezeigt, dass die Konsequenzen katastrophal sein können – von radioaktiver Kontamination großer Gebiete bis zur Evakuierung hunderttausender Menschen. In Deutschland sitzt die Angst vor solchen Unglücken tief; die Anti-Atom-Bewegung hat ihre Wurzeln genau darin. Gegner argumentieren, kein noch so strenges Sicherheitskonzept könne *absolut* ausschließen, dass nicht doch ein Unfall passiert (sei es durch technisches Versagen, menschlichen Fehler oder äußere Einwirkungen). Insbesondere angesichts möglicher **Terroranschläge** oder kriegerischer Risiken (z.B. wurde 2022 in der Ukraine deutlich, dass AKW zu strategischen Zielen werden können) wird auf die Verwundbarkeit hingewiesen. Jeder Reaktor schafft ein Gefahrenpotential, das bei einem schweren Störfall Deutschland existenziell schädigen würde. Kritiker sagen daher: „*Die sicherste Kernenergie ist die, die man nicht nutzt.*“ Dieses Sicherheitsargument hatte maßgeblich den Atomausstieg bestimmt und ist weiterhin zentral in der öffentlichen Meinung.
- **Wirtschaftlichkeit und Kosten:** Atomstrom aus **Neubauanlagen ist sehr teuer** im Vergleich zu erneuerbaren Energien. In den letzten Jahren sind die Stromgestehungskosten (LCOE) von Kernkraft sogar um ~47 % gestiegen, während Windenergie um ~60 % und Solar um ~80 % günstiger wurden[43][44]. Das liegt an den enormen Investitionskosten moderner Reaktoren und häufigen Projektverzögerungen. Ein typischer westlicher Neubau mit ~1 GW Leistung kostet etwa 10 Mrd. US\$[45]. Pro installiertem kW sind das ~10.000 \$, weit höher als bei Wind- oder Solaranlagen[45]. Zwar sind die Betriebskosten eines laufenden AKW relativ niedrig, doch die Anfangsinvestition und unsichere Folgekosten (Rückbau, Endlager, Unfallrisiko-Versicherung) machen Kernenergie gesamtwirtschaftlich **problematisch teuer**[46]. Beispielsweise hat der neue EPR-Reaktor **Olkiluoto 3** in Finnland rund 11 Mrd. € gekostet (statt geplant 3 Mrd.) und der französische **EPR Flamanville 3** kommt voraussichtlich auf 23,7 Mrd. € (statt 3,3 Mrd.)[32]. Solche Kostenexplosionen schrecken Investoren ab. Ohne kräftige staatliche Subventionen (wie staatliche Kreditgarantien, feste Einspeisevergütungen etc.) wird kein Unternehmen in Deutschland ein AKW bauen wollen[31]. Atomkraft gilt daher ökonomisch als unattraktiv, zumal erneuerbare Alternativen viel billiger Strom liefern können. Selbst der RWE-Chef bestätigte, dass Atomkraftwerke sich im Vergleich zu Wind/Solar „nicht mehr rechnen“[35]. Auch die **Strompreise** für Verbraucher würden nicht sinken – im Gegenteil, das Einspeisen teuren Atomstroms könnte das Stromsystem verteuern[47]. Für die Allgemeinheit kämen außerdem die „versteckten“ Kosten hinzu: beispielsweise Milliarden für Endlagerung, die über Steuern finanziert werden. Somit sehen viele Experten das **Kosten-Nutzen-Verhältnis** als klar negativ: „*Aufwand und Ertrag stehen in keinem Verhältnis*“, so formuliert es etwa die Wirtschaftswissenschaftlerin Claudia **Kemfert (DIW)** –

„Atomenergie ist keine sinnvolle Energiequelle in Deutschland“, da Erneuerbare weit günstiger und wirtschaftlich stimulierend seien[48][49].

- **Lange Realisierungszeiträume:** Um mit Kernkraft einen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Energieversorgung zu leisten, bräuchte man viele Jahre Vorlauf. Neue Reaktoren kämen – wie oben dargestellt – erst in 10–15 Jahren. Für die *kurzfristigen* Herausforderungen der nächsten 5–10 Jahre (Versorgungssicherheit bei steigendem Ökostromanteil, Abschaltung der Kohle bis 2030/38 etc.) käme Hilfe durch Atomkraft **zu spät**[50]. Kritiker argumentieren, wir hätten schlicht **keine Zeit** für diese Technologie angesichts der Klimakrise. Jeder Euro und jedes Jahr, das in AKW-Projekte fließt, fehlten beim schnelleren Ausbau von Wind, Solar, Speichern und Netzen, die sofort Emissionen senken können. Auch wenn Kernkraft CO₂-frei ist, kommt ihr Beitrag (sofern überhaupt) erst nach 2035 – zu spät, um die Emissionsbudgets für 1,5° einzuhalten. Zudem besteht das Risiko, dass sich Projekte verzögern (was historisch eher die Regel als die Ausnahme ist[51]) und dann noch später oder gar nicht fertig werden.
- **Inflexibilität im Stromsystem:** Moderne Stromsysteme mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer benötigen flexible Lösungen (Speicher, Lastmanagement, Gaskraftwerke), um bei Überschuss abregeln und bei Mangel schnell hochfahren zu können. **Kernkraftwerke sind als „Grundlast“ ausgelegt** und technisch sowie wirtschaftlich optimiert, möglichst konstant durchzulaufen[52]. Sie lassen sich nur begrenzt schnell regeln. In einem System mit 80–100 % erneuerbaren Energien passen träge Großreaktoren nur bedingt – sie könnten bei Starkwind/Solar Zeiten Überschüsse verursachen und bei Flaute können sie mangels Regelbarkeit nicht schnell einspringen wie Gaskraftwerke. **Malte Küper (IW)** betont: „Atomkraft ist kein idealer Partner der erneuerbaren Energien.“[52] Man müsse vielmehr flexible Reservekraftwerke haben, um Lücken zu füllen – was primär Gaskraftwerke (später H₂-tauglich) übernehmen werden[53][54]. Atomkraft könnte also die Integration der Erneuerbaren erschweren und würde möglicherweise zu Abregelungsverlusten führen, wenn z.B. in windreichen Zeiten Grundlastkraftwerke weiterlaufen. Deutschland hat bereits heute zeitweise Stromüberschüsse mit negativen Preisen – mit zusätzlicher starrer Grundlast würde dieses Problem größer. Gegner sehen daher **keinen Bedarf an Grundlast-Kapazität** in einem künftigen erneuerbaren Energiesystem, sondern vielmehr Bedarf an Flexibilität, den Atomkraft nicht liefern kann.
- **Gesellschaftliche Akzeptanz:** Obwohl Umfragen zuletzt mehr Zuspruch zeigen, bleibt Kernenergie in Deutschland gesellschaftlich hoch umstritten. **Lokaler Widerstand** gegen neue AKW-Standorte wäre wahrscheinlich enorm. Das zeigt schon die jahrzehntelange Kontroverse um Endlager-Standorte wie Gorleben. Proteste und rechtliche Auseinandersetzungen könnten Bauprojekte empfindlich verzögern oder gar scheitern lassen (man denke an das in den 1980ern geplante AKW Wyhl, das durch Bürgerprotest verhindert wurde). Die **gesellschaftlichen Konfliktkosten** einer Rückkehr wären also hoch. Zudem bestehen bei vielen Bürgern nach wie vor **Sicherheitsbedenken** und ethische Einwände (Weitergabe von Atommüll an künftige Generationen etc.). Ein Energiekonzept gegen die Überzeugungen großer Bevölkerungsteile durchzusetzen, wäre politisch schwierig. Anders als z.B. in Frankreich oder Finnland gibt es in Deutschland keine historisch breite Akzeptanzbasis für Kernkraft – die Meinungen sind polarisiert und könnten z.B. bei einem Unfall irgendwo auf der Welt rasch wieder kippen. Diese Volatilität macht Kernenergie auch planungsunsicher.

In Summe stehen den potenziellen Vorteilen also erhebliche Nachteile gegenüber. **ZDF** heute brachte es im Januar 2025 auf den Punkt: Während Befürworter Versorgungssicherheit, Klimaschutz, Unabhängigkeit und technologische Hoffnung anführen, stehen dem „die ungelöste Atommüllfrage, Unfallrisiken sowie Fragen von Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit einer Rückkehr“ entgegen[37][55]. Selbst neutrale Institutionen wie das **Umweltbundesamt** kommen zum Schluss, dass eine vollständige Kosten-Nutzen-Betrachtung von Atomstrom schwierig ist und viele Folgekosten oft unterschätzt werden[56].

Die deutsche Diskussion berücksichtigt auch internationale Erfahrungen: **Frankreich** etwa hat mit überalterten Reaktoren und hohem Instandhaltungsaufwand zu kämpfen, **Großbritannien** und **Finnland** zeigen, wie teuer und langsam Neubauten sind, während **Länder mit Erneuerbaren-Fokus** (z.B. Dänemark, Spanien) ihre Emissionen auch ohne Kernkraft stark senken konnten. Im deutschen Kontext – mit dichtem Bevölkerung, starker Industrie, föderaler Struktur und traumatischen Erfahrungen in der Anti-Atom-Bewegung – überwiegen derzeit aus Sicht vieler Experten die Nachteile. So resümiert Prof. **Mier (ifo Institut)** knapp: „Der Neubau von Atomkraftwerken macht keinen Sinn.“[57] Die verfügbare Alternative (erneuerbare Energien kombiniert mit Speichern, Laststeuerung und H₂-Reservekraftwerken) sei **kostengünstiger**, schneller umsetzbar und gesellschaftlich eher gewollt[48][49].

Allerdings bleiben einige Contra-Punkte auch **Gegenstand kontroverser Debatten**. So argumentieren Befürworter, dass moderne Reaktorkonzepte viele Sicherheitsprobleme lösen könnten und dass Endlagerung technisch machbar sei (andere Länder wie Finnland zeigen ja Lösungen auf). Ebenso wird entgegnet, dass die Kosten bei Serienfertigung von Reaktoren sinken könnten. Diese Aspekte werden in Abschnitt 5 (neue Reaktortechnologien) vertieft. Unterm Strich sind jedoch im Jahr 2025 die **Nachteile aus deutscher Sicht überwiegend** – insbesondere Entsorgung und Wirtschaftlichkeit gelten als schlagende Gegenargumente gegen eine Renaissance der Kernenergie in Deutschland[39].

Internationale Entwicklungen und Vergleiche

Ein Blick ins Ausland zeigt ein gemischtes Bild: Während Kernenergie global insgesamt stagniert oder gar rückläufig ist, gibt es in einigen Ländern neue Projekte und ambitionierte Pläne. Die Erfahrungen und Strategien etwa von **Frankreich, Finnland, Kanada und China** sind für Deutschland interessante Vergleichspunkte.

Frankreich

Frankreich bezieht traditionell einen sehr großen Teil seines Stroms aus Kernenergie (rund 70 % in den letzten Jahren). Mit 56 Reaktoren betreibt Frankreich den größten AKW-Park Europas[58]. Allerdings sind viele französische Anlagen alt (Durchschnittsalter fast 39 Jahre[59]) und es gab zuletzt technische Probleme (Spannungsrisikokorrosion in Rohrleitungen, zeitweise erheblicher Produktionsausfall 2022). Präsident Emmanuel Macron hat trotz dieser Herausforderungen eine „**Wiedergeburt der Atomkraft**“ ausgerufen: Bis 2050 sollen **bis zu 14 neue Reaktoreinheiten (EPR 2)** gebaut werden[58][60]. Konkret sind zunächst 6 neue EPR 2 bestellt und 8 weitere projektiert, die an bestehenden Standorten wie Penly, Gravelines und Bugey entstehen sollen[61]. Damit will Frankreich seine Klimaneutralität 2050 erreichen und zugleich seine alternden Meiler ersetzen. Allerdings warnt selbst der französische Rechnungshof vor erheblichen Risiken: In einem Bericht vom Januar 2025 rät er, die Entscheidung für die neuen Reaktoren aufzuschieben, bis Finanzierung und Planung belastbar geklärt sind[62][63]. Die **Kostenprognose** für sechs EPR 2 wurde von EDF Ende 2023 auf 67,4 Mrd. € angehoben – rund 30 % mehr als frühere Schätzungen[64]. Der Rechnungshof moniert „erhebliche

Unsicherheiten“ und eine „*Ansammlung von Risiken*“, die das Programm scheitern lassen könnten, sollte man vorschnell beginnen[\[62\]\[65\]](#). Die bisherigen französischen Neubauprojekte dienen als Mahnung: Der EPR in **Flamanville** ist über 12 Jahre im Verzug und die Kosten sind von 3,3 Mrd. auf ~23,7 Mrd. € explodiert[\[66\]](#). Er ging erst Ende 2023 erstmals ans Netz – und selbst das nur kurz: 2026 muss er wieder abgeschaltet werden, um einen fehlerhaften Reaktordeckel auszutauschen[\[67\]](#). Diese Probleme zeigen, dass selbst Frankreichs nukleares Know-how mit modernen Großreaktoren an Grenzen stößt. Gleichwohl hat Macron den politischen Willen bekräftigt, die Kernenergie auszubauen. Frankreich drängt zudem auf EU-Ebene darauf, Kernkraft als „**grüne**“ **Energie** zu behandeln (Taxonomie) und kooperiert mit anderen pro-nuklearen Staaten. Für Deutschland ist der französische Weg ambivalent: Einerseits beweist Frankreich, dass ein hoher Kernenergieanteil technisch möglich ist (Frankreich hat vergleichsweise niedrige CO₂-Emissionen im Stromsektor), andererseits illustrieren die aktuellen Schwierigkeiten (hohe Wartungsbedarfe, immense Kosten neuer AKW) die praktischen Probleme. Frankreich selbst diversifiziert inzwischen und will parallel viel Offshore-Wind zubauen; die Realität zwingt es, die Hälfte seiner Altreaktoren über 40 Jahre Betriebsdauer zu betreiben, was neue Sicherheitsfragen aufwirft. **Fazit Frankreich:** Ambitionierte Neubaupläne (14 Reaktoren)[\[58\]](#), aber große finanzielle und zeitliche Herausforderungen. Deutschland beobachtet insbesondere, ob Frankreich tatsächlich ab ~2035 neue EPR in Betrieb nehmen kann – das erste EPR 2 wird nach aktuellen Planungen wohl frühestens 2038 ans Netz gehen[\[68\]](#).

Finnland

Finnland zählt zu den wenigen europäischen Ländern, die in den letzten Jahren ein neues AKW in Betrieb genommen haben. Der EPR **Olkiluoto 3** (1600 MW) ging im April 2023 nach langen Verzögerungen endlich in den Regelbetrieb und erhöht Finnlands Nuklearleistung signifikant. Zusammen mit den bestehenden älteren Reaktoren (2×Olkiluoto, 2×Loviisa) deckt die Kernkraft nun etwa **über 30 % des finnischen Stromverbrauchs**. 2023 erzeugte allein der Standort Olkiluoto rund 24,7 TWh Strom – ca. 31 % des finnischen Stroms[\[69\]](#). Finnland verfolgt eine **energiepolitische Doppelstrategie**: starke Förderung der erneuerbaren Energien *und* Nutzung der Kernenergie als stabile Säule. Die Besonderheit Finnlands ist das vorbildliche **Endlager-Projekt „Onkalo“**: Als erstes Land weltweit hat Finnland ein genehmigtes Endlager für abgebrannte Brennelemente im Bau, das ab 2025/26 den Betrieb aufnehmen soll[\[70\]](#). In Onkalo, 450 Meter tief im Granit, sollen alle hochradioaktiven Abfälle aus Finnlands fünf Reaktoren dauerhaft sicher eingeschlossen werden[\[71\]](#). Dieser Erfolg in der Entsorgung (basierend auf gesellschaftlichem Konsens und frühzeitiger Planung) wird international als „**Game Changer**“ angesehen – IAEA-Chef Grossi lobte Onkalo als entscheidend für die Nachhaltigkeit der Kernenergie[\[72\]](#). Finnland zeigt damit, dass die **Atommüllfrage lösbar** sein kann, wenn genug politischer Wille und technische Sorgfalt vorhanden sind.

Finnland hat in den letzten Jahren auch seine vorhandenen Reaktoren modernisiert und Laufzeitverlängerungen beschlossen (z.B. Loviisa bis in die 2050er Jahre). Gleichzeitig schaut man in die Zukunft: Es gibt Interesse an **Small Modular Reactors (SMR)**, vor allem für die Fernwärme. Finnische Unternehmen (z.B. Fortum und das Startup *Steady Energy* mit Unterstützung des Forschungszentrums VTT) entwickeln Konzepte für 50 MW_{th}-SMR, die in städtischen Wärmenetzen fossil befeuerte Kessel ersetzen könnten[\[73\]](#). Pilotprojekte in Zusammenarbeit mit der Stadt Espoo/Helsinki sind in Vorbereitung, wobei ein erstes SMR-Heizkraftwerk vielleicht in den 2030ern entstehen könnte[\[74\]](#). Politisch steht Finnland der Kernkraft positiv gegenüber, die Öffentlichkeit unterstützt sie mehrheitlich. Allerdings erlitt Finnland auch Rückschläge: Ein geplantes weiteres Großprojekt (AKW Hanhikivi mit russischer Beteiligung) wurde 2022 nach Beginn des Ukrainekriegs gestrichen. Insgesamt ist Finnland für

Deutschland ein Beispiel, dass **Kernenergie und Klimaschutz** vereinbar sein können – Finnland will bis 2035 CO₂-neutral sein und betrachtet dabei Kernkraft als Teil des Lösungsportfolios. Besonders lehrreich ist der **Partizipationsprozess** um Onkalo: Durch Transparenz und lokale Einbindung konnte Akzeptanz für das Endlager geschaffen werden. Für Deutschland gilt es, u.a. von dieser „Best Practice“ zu lernen, unabhängig davon, ob neue Reaktoren gebaut werden oder nur der vorhandene Müll gelagert werden muss.

Kanada

Kanada gehört zu den traditionellen Kernenergienutzern (vor allem in der Provinz Ontario). Aktuell sind in Kanada 19 Reaktorblöcke in Betrieb (alle **CANDU-Schwerwasserreaktoren** kanadischer Bauart) mit zusammen rund 13,6 GW – das entspricht etwa 15 % der kanadischen Stromerzeugung[75][76]. Ontario, die bevölkerungsreichste Provinz, bezieht sogar etwa die Hälfte seines Stroms aus Kernkraft. Kanada verfolgt einerseits die Erneuerbaren-Expansion (Wasserkraft ist ohnehin groß, Wind/Solar im Aufbau), andererseits setzt es stark auf die **Erhaltung und Erneuerung** seiner Kernkraftkapazitäten. In den letzten Jahren wurden mehrere Reaktoren einer umfassenden **Refurbishment**-Modernisierung unterzogen (z.B. Darlington und Bruce A/B), um ihre Lebensdauer um Jahrzehnte zu verlängern. Darüber hinaus ist Kanada ein Vorreiter bei der Entwicklung von **Small Modular Reactors (SMR)** im Westen. Bereits 2018 wurde eine nationale SMR-Roadmap erstellt, 2020 folgte ein SMR-Aktionsplan. Ontario Power Generation (OPG) hat als erstes westliches Versorgungsunternehmen den Bau eines **SMR vom Typ BWRX-300** (General Electric Hitachi) am Standort Darlington beschlossen. Dieser **300 MWe-Reaktor** soll bis **2028/29** fertiggestellt sein und wäre der **erste grid-scale SMR** in einem G7-Land[77][78]. Die kanadische Regierung unterstützt das Projekt finanziell (z.B. Steueranreize) und hat im 2023 ihren Anteil an der Finanzierung bestätigt[79]. Die Bauvorbereitungen laufen, Baubeginn ist für 2025 vorgesehen[80]. Die Kosten für dieses Pilotprojekt sind zwar hoch – OPG rechnet mit ~6,1 Mrd. CAD für den ersten Reaktor plus 1,6 Mrd. für Infrastruktur, insgesamt ~7,7 Mrd. CAD (5,3 Mrd. €)[81]. Bei vier geplanten Einheiten sollen sich Skaleneffekte einstellen, gesamt wären es ~21 Mrd. CAD für 4×300 MW (~1.200 MW)[82].

Damit liegen die **Stromgestehungskosten** nach Schätzung der Ontarier bei rund 14,9 ct/kWh (CAD)[83] – vergleichbar mit Wind+Speicher-Lösungen, die man alternativ bräuchte, aber laut Ontario **mit höherem Risiko** behaftet wären[84]. Kanada argumentiert also, dass die SMR-Lösung langfristig sinnvoll zur Netzstabilität beiträgt. Neben diesem Projekt gibt es weitere SMR-Initiativen: In Saskatchewan (Westkanada) ist ebenfalls ein BWRX-300 vorgesehen, und das Unternehmen MoltexEnergy plant in New Brunswick einen natriumgekühlten Reaktor mit Vorrang für **Brennstoffrecycling**. Auch ein Mikrorreaktor (5 MW) von **USNC** soll ab 2026 am Chalk River Forschungszentrum erprobt werden. Politisch ist der Konsens in Kanada, dass Kernenergie eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung bis 2050 spielen soll – gerade angesichts eines stark wachsenden Strombedarfs (Elektrifizierung des Verkehrs etc.). Die Bundesregierung in Ottawa investiert in Fusionsforschung und beteiligt sich an ITER, aber vor allem fördert sie **SMR-Entwicklung** als Exportchance. Für Deutschland ist Kanadas Ansatz interessant hinsichtlich **SMR-Regulierung und Förderung**: Kanada hat z.B. regulatorische Pfade für SMR eingeführt, um Zulassungen zu beschleunigen.

Die kanadische **Akzeptanz** für Kernenergie ist relativ hoch in den Kernprovinzen; trotzdem gab es auch dort Debatten um Abfall. Kanada verfügt über große Uranreserven und exportiert Uran (z.B. nach Europa), womit es auch wirtschaftliches Interesse an einem Fortbestand der Kernenergie global hat.

Fazit Kanada: Ein pragmatischer, technologieoffener Kurs – man modernisiert alte Reaktoren und baut gezielt kleine neue. Die Kosten und Zeitpläne werden in den kommenden Jahren zeigen, ob SMR halten, was sie versprechen. Sollte der Darlington-SMR 2028 pünktlich ans Netz gehen, wäre das ein **Signal für viele Industrieländer**, dass neue Kerntechnik wieder realistisch umsetzbar ist – natürlich vorausgesetzt, Kosten und Betrieb erfüllen die Erwartungen.

China

China ist der dynamischste Akteur in der weltweiten Kernenergie. **Kein anderes Land baut so viele Reaktoren gleichzeitig.** Ende 2025 befanden sich **32 Kernkraftwerke in China im Bau**, mehr als im gesamten Rest der Welt zusammen (dort 31 in Bau)[\[85\]](#). China hat seit 2005 unglaubliche 51 Reaktoren neu in Betrieb genommen, ohne einen einzigen stillzulegen[\[85\]](#). Damit hat China maßgeblich dazu beigetragen, dass die globale Atomstromproduktion zuletzt wieder das historische Hoch von 2006 erreicht hat – ohne China läge sie deutlich darunter[\[86\]](#). Aktuell laufen in China rund 55 Reaktoren mit ~55 GW Kapazität, was etwa 5 % des chinesischen Strommixes liefert (China hat ja einen enormen Gesamtverbrauch). Bis 2025 sollen gemäß dem 14. Fünfjahrplan 70 GW erreicht werden[\[87\]](#), bis 2035 hat China Ziele von 120–150 GW Kernkraft ins Auge gefasst. Die chinesische Regierung sieht Atomkraft als wichtigen Baustein, um den **Kohleverbrauch** zu reduzieren und die **CO₂-Neutralität bis 2060** zu erreichen. Interessanterweise ist Chinas Kernenergieprogramm sehr diversifiziert: Man baut sowohl **heimische Reaktortypen (Hualong One)** als auch ausländische (AP1000, EPR). Zwei **EPR** sind in Taishan bereits erfolgreich am Netz (die ersten weltweit), mehrere Hualong One wurden jüngst in Betrieb genommen, AP1000 laufen in Sanmen/Haiyang. Die Bauzeiten in China sind oft deutlich kürzer als im Westen (meist um 5–7 Jahre). Die Kosten sind ebenfalls geringer, da China standardisiert und in Serie baut. So entsteht der Eindruck eines „nuklearen Booms“ – in Wahrheit findet dieser Boom nahezu **ausschließlich in China** statt[\[88\]\[85\]](#). Außerhalb Chinas werden nämlich mehr Reaktoren vom Netz genommen als neue gebaut, und die Flotte altert[\[89\]\[85\]](#). China hingegen hat einen sehr **jungen Reaktorpark** (Durchschnitt ~10 Jahre alt)[\[90\]](#) und investiert kontinuierlich.

Neben konventionellen AKW engagiert sich China auch in **fortschrittlichen Nukleartechnologien**: 2021 hat China den weltweit ersten **Hochtemperatur-Pebble-Bed-Reaktor (HTR-PM)** ans Netz gebracht – zwei kleine Kugelhaufen-Reaktoren à 100 MW_{th}, deren Koppelung ~210 MW_{el} liefert. Diese Technologie (gasgekühlt, inhärent sicher) basiert auf deutschem Vorbild (AVR Jülich, THTR-300) und funktioniert bislang erfolgreich[\[91\]](#) (wobei Leistungsdaten vorsichtig betrachtet werden). Ferner hat China in der Wüste Gobi einen **Thorium-Flüssigsalzreaktor (TMSR-LF1)** als Experiment im September 2021 in Betrieb genommen[\[92\]](#) – der erste seiner Art seit den 1960ern. Diese Anlage ist klein (2 MW_{th}), dient aber der Erprobung der Thorium-Brennstoffkreislaufs. Bis 2030 will China einen größeren 373 MW_{th} MSR bauen. Auch **Schnelle Brutreaktoren** verfolgt China: Nach einem Pilot-FBR (CEFR 20 MW_{el}) baut man aktuell zwei größere (600 MW) schnelle Reaktoren in Xiapu, um Plutonium zu erzeugen und den geschlossenen Brennstoffkreislauf vorzubereiten. Außerdem investiert China massiv in **Kernfusion**: Der Tokamak **EAST** in Hefei stellt regelmäßig neue Weltrekorde in Plasma-Erhaltungsdauer auf, China ist ein wichtiger Partner bei ITER und plant ein eigenes Demonstrations-Fusionskraftwerk in den 2030er Jahren (CFETR).

Die **öffentliche Akzeptanz** für Kernenergie in China ist hoch (eine Umfrage 2023 zeigte 61 % Zustimmung, nur 15 % Ablehnung)[\[93\]\[94\]](#). Nach den Unfällen in Tschernobyl und Fukushima hatte China zwar kurz innegehalten (2011–2015 wurden kaum neue Bauten begonnen), doch inzwischen zieht das Ausbautempo wieder an. Politisch wird Kernkraft als

Schlüsseltechnologie gesehen, die China auch technologisch autonom machen soll. Dazu passt, dass China selbst zum **Exporteur** von Reaktoren wird: Pakistan hat bereits Hualong One Reaktoren aus China, und China bietet seine Technologien global an (z.B. Hualong für UK, Argentinien; auch der Bau eines AKW in Rumänien mit China-Hilfe stand im Raum, kam aber nicht zustande).

Für Deutschland verdeutlicht China zweierlei: Erstens, dass Kernenergie global nur durch Chinas Sondereinsatz stabil bleibt – die meisten westlichen Länder bauen kaum noch Reaktoren[88]. Zweitens, dass Kernenergie *technologisch* durchaus weiterentwickelt wird (HTR, Thorium, SMR) und womöglich in einigen Jahrzehnten in ganz anderer Form dastehen könnte. Allerdings kann man die chinesischen Verhältnisse (autoritäre Planungsstrukturen, staatliche Finanzmacht, geringerer Partizipation) nicht direkt auf deutsche Verhältnisse übertragen. Der **Zuverlässigkeit** chinesischer Reaktoren wird aber Respekt gezollt: So waren 2022 in einer Energiekrise die französischen AKW durch Ausfälle beeinträchtigt, während Chinas AKW sehr hoch verfügbar liefen. Es bleibt abzuwarten, wie schnell China seine ambitionierten 70+ GW-Ziele erreicht – fest steht, dass China die globale Nukleartechnik maßgeblich prägt und z.B. mit *Linglong One* 2021 auch einen ersten **SMR** (125 MW) im Bau startete.

Weitere Länder

Neben den vier genannten gibt es weitere erwähnenswerte internationale Entwicklungen:

- **Großbritannien** baut mit Hinkley Point C zwei EPR Reaktoren (3,2 GW gesamt) – ein Projekt, das nur dank eines garantierten Einspeisetarifs von 92,50 £/MWh (inflationsextriert) zustande kam. In Betrieb gehen sollen diese um 2027, aber Verzögerungen sind möglich. Außerdem plant UK ein weiteres Projekt (Sizewell C) und fördert die Entwicklung eines Rolls-Royce 470 MW SMR. UK will bis 2050 weiterhin ca. 20–25 % Kernenergie im Mix haben.
- **Osteuropa: Polen** strebt erstmals Kernenergie an – bis 2033 soll das erste polnische AKW (mit US-Technik AP1000) laufen, später bis zu 6 Reaktoren. **Tschechien** plant neue Reaktoren in Dukovany/Temelin. **Ungarn** baut mit russischer Hilfe zwei neue VVER in Paks. **Rumänien** erweitert seine CANDU-Kapazitäten mit kanadischer Hilfe. Viele osteuropäische Länder sehen Kernkraft als Weg, von Kohle wegzukommen und russische Gasabhängigkeit zu reduzieren.
- **Skandinavien: Schweden** hatte eigentlich einen langsamen Atomausstieg, aber die neue Regierung (seit 2022) hat Kurswechsel vollzogen: Ein Verbot neuer AKW wurde aufgehoben, Laufzeitverlängerungen sind angestrebt und es gibt Pläne für SMR (z.B. in Oskarshamn). **Finnland** wurde schon beschrieben. **Dänemark** bleibt explizit atomfrei und setzt nur auf Wind.
- **USA:** Die Vereinigten Staaten haben viele alte Reaktoren (92 in Betrieb), bauen aber aktuell nur 2 (AP1000 in Vogtle, wovon einer 2023 in Betrieb ging). Allerdings fließen enorme Mittel in die **Advanced Reactor Demonstrations**: Zwei fortgeschrittene Reaktoren (ein Natrium-Fast-Reaktor von TerraPower und ein Hochtemperatur-SMR von X-Energy) sollen bis ~2030 demonstriert werden, gefördert vom Department of Energy. Zudem wurde 2022 das erste Mal ein *modularer Reaktordesign* (*NuScale SMR*) von der NRC lizenziert. Die USA verfolgen parallel aggressive Investitionen in Erneuerbare, aber wollen im Kernenergiesektor technologisch den Anschluss nicht verlieren, zumal zur Rivalität mit China.

- **Globaler Trend:** Weltweit ist der Anteil des Atomstroms am Strommix von 17,5 % (1996) auf nur noch rund 9 % gefallen[95][96]. Die Zahl der Länder mit Kernkraft stagnierte oder sank (zuletzt schaltete Taiwan 2023 seinen letzten Reaktor ab)[89]. Nur 8 Länder bauen derzeit aktiv neue Reaktoren – in 23 anderen nuklearen Staaten gibt es keinen Ausbau[89]. Die Neubauten konzentrieren sich auf Asien (neben China z.B. Indien, Südkorea, Russland). Dennoch prognostiziert die IEA in ihrem Net-Zero-Szenario bis 2050 eine gewisse Renaissance der Kernenergie global, um Klimaziele zu erreichen. Insbesondere SMR und neuartige Reaktoren könnten ab 2030er-Jahre weltweit an Bedeutung gewinnen – allerdings ist das noch unsicher.

Für Deutschland lassen sich aus den internationalen Erfahrungen ein paar **Lehren** ableiten: Länder mit bestehender Kernenergie (Frankreich, Finnland, Kanada, USA) nutzen diese weiter und modernisieren, aber auch sie sehen sich Kosten- und Zeitproblemen gegenüber. Länder ohne Kernkraft (oder mit Ausstieg wie Deutschland, Italien) setzen stärker auf andere Lösungen. Länder mit gemischter Strategie (Schweden, UK) zeigen, dass Flexibilität möglich ist, aber auch dort dauern Projekte lange. Und China demonstriert, dass mit zentralistischer Planung sehr schneller Ausbau machbar ist – was allerdings ein Sonderfall bleibt. Wichtig ist, dass **Endlagersuche, Sicherheitskultur und Finanzierung** überall große Aufgaben darstellen – diese machen nicht an Grenzen halt. Internationaler Austausch (etwa deutsche Expertise in Reaktorsicherheit, deutsche Beteiligung an ITER-Fusion) bleibt für Deutschland sinnvoll, selbst wenn man national aus der Kernenergie ausgestiegen ist.

Chancen und Risiken neuer Reaktortechnologien (SMR, Thorium, Kernfusion)

Neben den klassischen Druck- und Siedewasserreaktoren (Leichtwasserreaktoren), die das Rückgrat der bisherigen Kernenergienutzung bilden, gibt es eine Reihe **neuer Reaktortechnologien** in Entwicklung. Dazu zählen **Small Modular Reactors (SMR)**, alternative Brennstoffe wie **Thorium-Reaktoren** sowie die visionäre Technologie der **Kernfusion**. Diese Ansätze wecken vielfältige Hoffnungen – aber sie bringen auch eigene Risiken und Unsicherheiten mit sich. Eine ausgewogene Betrachtung der *Chancen und Risiken* ist wichtig, um ihr Potenzial für Deutschland einschätzen zu können.

Small Modular Reactors (SMR)

SMR sind kleine Kernreaktoren mit typischerweise **<300 MWe** Leistung, die in modularer Serienfertigung produziert werden sollen. Die Idee ist, durch **Standardisierung** und **Massenproduktion** Kostenvorteile zu erzielen, die Bauzeiten zu verkürzen und die Sicherheit durch inhärente Eigenschaften kleiner Reaktoren zu erhöhen[97]. SMR könnten dezentral eingesetzt werden – zum Beispiel jeweils ein oder mehrere Module an einem Standort, anstelle eines großen Reaktors. Sie werden teilweise als „**Mini-AKW**“ oder „Kleinreaktoren“ bezeichnet.

Chancen/Vorteile von SMR:

- **Kostensenkung durch Serienfertigung:** Anders als bei gigantischen Einzelfertigungen in situ könnte man SMR weitgehend in Fabriken vorfertigen und standardisiert montieren. Dies soll Lerneffekte und Skaleneffekte bringen, ähnlich wie im Flugzeugbau. In der Theorie könnten hunderte identischer Module produziert werden, was den Stückpreis deutlich senkt[97]. So hoffen die Entwickler, dass SMR pro kW billiger werden, sobald genug Stückzahlen abgesetzt sind.

- **Kürzere Bau- und Genehmigungszeiten:** Kleinere Einheiten bedeuten geringeren Materialaufwand und möglicherweise einfachere Konstruktionen. Einige SMR-Designs sollen in **3–5 Jahren** errichtet werden können. In Kanada und den USA streben die ersten Projekte an, bereits **Ende der 2020er** zu laufen[98]. Auch weil SMR zum Teil auf **bewährten Technologien** (z.B. Druckwasser, Siedewasser) in kleinerer Skalierung beruhen, versprechen sich die Hersteller weniger technische Risiken und glattere Zulassungsverfahren.
- **Erhöhte Sicherheit:** Viele SMR-Entwürfe setzen auf **passive Sicherheitssysteme**. Durch die geringere thermische Leistung pro Reaktorkern lässt sich die **Nachzerfallswärme** im Störfall oft leichter beherrschen. Einige Konzepte können bei Ausfall der aktiven Kühlung sich selbst stabil halten oder haben ein großes Kühlvolumen relativ zur Leistung. Beispielsweise sind einige SMR „**selbstbegrenzend**“ oder verbrauchen ihren Reaktorkern in sogenannter *Load-Following*-Weise. Die IAEA betont, dass SMR ein hohes Sicherheitsniveau erreichen können, teils sogar ohne menschliches Eingreifen im Worst Case (sogenannte **Walk-away-Safety**).
- **Flexibilität und Anwendungsvielfalt:** SMR könnten an Orten eingesetzt werden, wo große AKW nicht passen – etwa in **abgelegenen Regionen**, auf Inseln, oder zur **industriellen Prozesswärme**. Insbesondere die Nutzung in **Kombination mit Fernwärmenetzen** (Heizreaktoren) wird diskutiert, z.B. in Finnland und den Niederlanden, um Kohle- oder Gaskraftwerke in der Wärmeversorgung zu ersetzen. Auch für **Wasserstoffproduktion** oder Meerwasserentsalzung werden SMR erwogen. Diese Vielseitigkeit könnte Kernenergie über den Stromsektor hinaus nutzbar machen.
- **Modulares Hochfahren der Kapazität:** Ein Land oder Energieversorger könnte zunächst ein Modul bauen und später nach Bedarf weitere hinzufügen. Das verringert das finanzielle Risiko (nicht alle Investitionen auf einmal) und erlaubt eine schrittweise Erweiterung. Für kleinere Netze oder Länder mit geringerem Verbrauch sind SMR überhaupt erst praktikabel, wo ein 1,5 GW-Reaktor übers Ziel hinausschießen würde.
- **Potenzielle Standortvorteile:** Durch die kompakte Größe könnten SMR z.B. auf dem Gelände alter fossiler Kraftwerke installiert werden (Anschluss an bestehende Netze, Kühlwasser etc.). Auch ist denkbar, sie **unterirdisch** zu verbauen, was den Schutz vor äußeren Einflüssen erhöht und die Abstrahlung minimiert. Einige Designs (etwa in den USA) sind als **Untergrund-Reaktoren** konzipiert.

Deutschland schaut mit Interesse auf SMR-Entwicklungen weltweit. Gerade in der politischen Debatte kommen SMR oft zur Sprache als „neue Generation“ der Kernenergie, die potenziell **akzeptabler und günstiger** sein könnte. Bayerns Ministerpräsident Markus Söder z.B. plädiert offen für Forschung an SMR und kann sich den Bau solcher „kleinerer, smarter Reaktoren“ in Deutschland vorstellen – er verweist explizit auf die Projekte in Kanada und der Schweiz[99]. In der Unionsfraktion und FDP wird die **Förderung von SMR-Technologie** als Zukunftsoption genannt[100].

Risiken/Nachteile von SMR:

- **Unbewiesene Wirtschaftlichkeit:** Bisher gibt es **keinen kommerziellen SMR** (abgesehen von speziellen Fällen wie Russlands kleinem KLT-40S auf einem Schiff oder Chinas HTR-PM). Die Kostenprognosen beruhen auf Annahmen. Kritiker warnen, dass die erhofften Kostenvorteile nur bei **Massenproduktion** eintreten – und ob es jemals zu hunderten Bestellungen kommt, ist unsicher[97][50]. Anfangs sind SMR eher teurer

(First-of-a-kind-Kosten, Entwicklungskosten). So liegt das kanadische Darlington-SMR-Projekt mit ~5,3 Mrd. € für 300 MW deutlich höher pro kW als große AKW[82]. Ob die Preise wie geplant sinken, hängt vom Markterfolg ab – ein klassisches Henne-Ei-Problem. **Lernkurven** im Nuklearbereich waren historisch flach oder sogar negativ (Stückkosten stiegen), das könnte bei SMR ähnlich sein, falls regulatorische Anforderungen die Serienproduktion ausbremsen.

- **Regulatorische Herausforderungen:** Jeder neue SMR-Typ muss von Sicherheitsbehörden zugelassen werden. Die bisherigen Regelwerke sind auf große Reaktoren zugeschnitten; neue Ansätze (z.B. **Reaktoren ohne konventionelles Containment**, wie manche Mikroreaktoren) könnten regulatorisch schwierig sein. Auch die internationale Harmonisierung fehlt: Ein in Kanada lizenziertes SMR-Design ist in der EU nicht automatisch zugelassen. Diese **Lizenzierungsprozesse** kosten Zeit und Geld, was den SMR-Rollout verzögern kann. Für Deutschland wäre eine komplette Etablierung neuer Sicherheitsvorschriften nötig, was Jahre dauern würde.
- **Sicherheits- und Proliferationsaspekte:** Zwar versprechen SMR *inhärent* sicherer zu sein, doch es gibt Bedenken. Manche Konzepte nutzen hohe Urananreicherung (bis zu 15–20 % U-235, teils sogar waffenfähiges Plutonium oder U-233 bei Thorium-SMR), was **Proliferationsrisiken** birgt. Kleine Reaktoren könnten theoretisch auch leichter entwendet oder angegriffen werden (wenn mobil). Zudem sind viele SMR für **ungewöhnliche Kühlmethoden** konzipiert (Flüssigmetall, Salz, Gas) – das Verhalten im Störfall muss erst durch Tests validiert werden. Erste Erfahrungen mit SMR (z.B. Russlands schwimmendes AKW *Akademik Lomonossow* und Chinas HTR-PM) zeigen gemischte Resultate: Laut dem **World Nuclear Industry Status Report** lieferten diese Pioniere bislang **hohe Kosten bei geringer Performance** – „nicht sehr glamourös“, ja „enttäuschend“[101]. Das heißt, die reale Verfügbarkeit und Effizienz müssen sich erst beweisen.
- **Abfall und Brennstoffkreislauf:** SMR erzeugen **ähnlichen Atommüll** wie große Reaktoren – teilweise sogar eine größere Abfallmenge pro erzeugter Energieeinheit (wegen geringerer thermischer Effizienz oder nur Einmalverwendung der Brennstoffe in manchen Konzepten). Die Endlagerfrage wird dadurch nicht eliminiert. Viele kleine Reaktoren bedeuten auch potenziell mehr verteilte Zwischenlagerung, es sei denn ein zentrales Entsorgungssystem wird aufgebaut. Brennstoffversorgung für exotischere SMR (z.B. Hochtemperatur mit speziellen Kugelbrennelementen, oder Salzschnmelzen) muss erst aufgebaut werden; Standard-Brennstäbe passen nicht für alle Designs.
- **Mögliche Konkurrenz zu Erneuerbaren:** In einigen Analysen wird angemerkt, dass SMR – wenn sie z.B. ab 2035/2040 verfügbar sind – genau dann kommen, wenn Wind, Solar + Speicher bereits sehr günstig und massenhaft ausgebaut sind. Es besteht das Risiko, dass SMR ökonomisch *hinterherlaufen*, weil die Lernkurve der Erneuerbaren so steil war. Sollte Deutschland bis 2035 nahezu 100 % erneuerbaren Strom haben, wäre der Bedarf für SMR gering. Insofern droht, dass SMR zu spät kommen, um noch einen Marktanteil zu erobern (das IW Köln etwa schätzt, SMR werden „*voraussichtlich keine nennenswerte Rolle*“ für die Klimaneutralität 2045 spielen, da sie zu spät und zu teuer kommen[50]).

Zusammengefasst bieten SMR **interessante Perspektiven** – gerade für kleinere Netze und zusätzliche Anwendungen (Wärme, Wasserstoff). Sie könnten sicherer und modular einsetzbar sein. Doch **bislang** steckt diese Technologie weitgehend in der Pilotphase[97][102]. Deutschland könnte von SMR profitieren, wenn sie tatsächlich halten, was sie versprechen;

zugleich ist es riskant, darauf zu setzen und andere Lösungen zu vernachlässigen. Viele Experten raten daher, **weiterzuforschen**, aber nicht auf SMR als rettende Lösung zu warten^[50]. Im deutschen Kontext wären SMR politisch eventuell eher vermittelbar als „klassische AKW“ – aber sie sind eben doch Kernreaktoren mit Kernbrennstoff und Abfall. Sollten in den nächsten 5–10 Jahren z.B. in Kanada oder den USA SMR erfolgreich anlaufen, könnte das die Debatte beeinflussen. Aktuell sind die **Chancen** (schnellere, flexiblere Kernenergie) und **Risiken** (ungewiss ob wirtschaftlich, immer noch Entsorgungsproblem) sorgfältig abzuwägen.

Thoriumreaktoren

Thoriumreaktoren beziehen sich meist auf Konzepte, die das Element Thorium (Th-232) als **Brennstoffbasis** nutzen, im Gegensatz zum heute üblichen Uran. Thorium ist etwa dreimal häufiger in der Erdkruste als Uran und weit verbreitet. Es ist allerdings **keine spaltbare Substanz** an sich – durch Neutronenabsorption wandelt sich Thorium 232 erst in **Uran 233** um, welches dann spaltbar ist^{[103][104]}. Ein Thoriumreaktor ist also eigentlich ein **Brüter**, der aus Thorium den eigentlichen Kernbrennstoff erzeugt. Die historischen Ansätze hierfür sind insbesondere **Flüssigsalzreaktoren (Molten Salt Reactor, MSR)**, in denen Thorium in flüssigem Salz gelöst wird und im Reaktorkern durch Neutronenbeschuss U-233 erbrütet^[103]. In den 1960er-Jahren lief am Oak Ridge National Lab (USA) ein **Molten-Salt-Experiment** 4 Jahre erfolgreich^[105], aber das Interesse erlahmte, weil Thoriumzyklen nicht zur Plutoniumproduktion (für Waffen) taugen. Heute erleben Thoriumkonzepte eine Renaissance, allen voran in **China** und **Indien**.

Chancen/Vorteile von Thoriumreaktoren:

- **Große Brennstoffbasis:** Thorium ist reichlich vorhanden, auch in Ländern ohne Uranminen (z.B. Indien hat große Thorium-Vorkommen an den Küsten). Langfristig könnte Thorium die Abhängigkeit vom Uranabbau reduzieren und energetisch eine extrem lange Versorgung sichern (Stichwort: *60.000 Jahre Energie* aus einer Mine, wie in einem chinesischen Bericht behauptet^[106]). Für Länder mit wenig Uran aber viel Thorium (Indien) ist das ein strategischer Vorteil.
- **Weniger langlebiger Atommüll:** Ein oft genannter Vorteil: Thoriumzyklen produzieren **weniger Transurane** (Plutonium, Americium etc.), dadurch sinkt die radiotoxische Langzeitzugabe. Flüssigsalzreaktoren mit Thorium könnten Abfälle haben, deren gefährliche Lebensdauer eher **300 Jahre statt 10.000 Jahre** beträgt^[107]. Der hochradioaktive Abfall besteht vorwiegend aus Spaltprodukten, nicht aus schweren Aktiniden, was Endlagerung theoretisch einfacher macht (aber immer noch notwendig). Zudem ist der erzeugte **Plutoniumanteil sehr gering**, was proliferationstechnisch gut ist und Abklingzeiten verkürzt^[107].
- **Inhärente Sicherheit bei MSR:** Thorium-MSR sind *schmelzsicher* konzipiert – z.B. mittels eines „**gefrorenen Salzpfropfens**“, der den Reaktorkern unten verschließt. Fällt die Kühlung aus oder überhitzt das System, schmilzt dieser Pfropfen und das flüssige Brennstoffsalz läuft in eine Auffangkammer, wo die Reaktion stoppt^[104]. Dadurch kann eine Kernschmelze im klassischen Sinne vermieden werden, weil das Salz sich einfach verteilt und erstarrt. Zudem arbeiten MSR bei atmosphärischem Druck (kein Hochdruck-Wasserkreislauf), was Explosionen mit Dampf entfällt. Austretendes heißes Salz würde sofort kristallisieren und nicht wie Dampf weiträumig verbreiten^[107]. Diese Eigenschaften gelten als **großer Sicherheitsvorteil**: Keine Explosion, kein weiträumiger Fallout im Störfall, kontrolliertes Abschalten durch Passivsysteme.

- **Hohe Effizienz und Lastanpassung:** Thoriumreaktoren könnten sehr **hohe Temperaturen** (~700 °C) bereitstellen (speziell MSR oder Hochtemperaturreaktoren), was die thermodynamische Effizienz steigert und industrielle Nutzung (z.B. **Wasserstoff-Erzeugung via Thermochemie**) ermöglicht[108]. Der hohe Temperaturbereich macht sie attraktiv für Prozesse, die fossile Hochtemperaturwärme brauchen. Außerdem sind MSR prinzipbedingt recht **flexibel in der Leistungssteuerung** – man kann durch unterschiedliches Abführen des Brennstoffs aus dem Kern (Chemie-Onlineaufbereitung) die Reaktivität steuern. China wirbt z.B. damit, Thoriumreaktoren könnten **kontinuierliche Leistung nach Bedarf** liefern und zugleich für grünen Wasserstoff genutzt werden[109][110].
- **Kein Frischuran nötig:** Thoriumreaktoren können – einmal initial mit Spaltstoff bestückt (U-233, U-235 oder Pu für den Start) – fortlaufend **Thorium nachspeisen**. In einem vollständig etablierten Thoriumkreislauf bräuchte man kein (oder nur minimal) angereichertes Uran nachzuladen. Das entlastet die Urananreicherung und ermöglicht Kernenergie ohne dafür Uran 235 zu verbrauchen, das ja nur zu 0,7 % in Natururan vorkommt.
- **Geringere Waffenproliferationsgefahr:** Befürworter betonen, dass der Hauptwirkstoff Uran-233 zwar spaltbar ist, aber als Waffenmaterial unattraktiv (es gibt starke Gamma-Strahler-Verunreinigung, was Bombenbau gefährlich und schwierig macht). Auch entsteht weniger Plutonium als in Uranreaktoren. Somit seien Thoriumzyklen **friedensfreundlicher** – ein Grund, warum z.B. die USA im Kalten Krieg lieber auf Uran/Pu setzten (Thorium bot keinen militärischen Doppelnutzen)[111]. Allerdings sei hinzugefügt: U-233 kann theoretisch für Nuklearwaffen genutzt werden, wie ein indischer Test in den 90ern wohl zeigte, aber es ist unpraktisch.

Mehrere Länder arbeiten an Thorium: **Indien** hat ein langfristiges Programm mit Schwerwasser- und Brutreaktoren, um Thorium zu nutzen (die sogenannten 3-Stufen-Plan). Indien betreibt Versuchsreaktoren wie *KAMINI* (der einzige laufende U-233 Reaktor, 30 kW) und will in Zukunft Advanced Heavy Water Reactors (AHWR) mit Thorium bauen, hat aber Verzögerungen. **China** investiert stark in MSR-Technik – wie erwähnt läuft seit 2021 ein 2 MW_{th} Thorium-MSR-Prototyp in Wuwei[92]. 2023 kündigten chinesische Forscher an, bis 2030 einen größeren 100 MW MSR zu errichten[112][113]. China sieht darin eine Möglichkeit, entlegene Wüstenregionen zu versorgen und technologische Führerschaft zu erlangen. Ein Artikel in *Stern* berichtet, chinesische Experten erwarten, dass Thorium-Flüssigsalzreaktoren Stromgestehungskosten von etwa **3 €-Cent/kWh** erreichen könnten – also ähnlich günstig wie erneuerbare Energien, aber mit kontinuierlicher Verfügbarkeit[109]. Diese Prognose mag optimistisch sein, zeigt aber den Ehrgeiz.

Risiken/Nachteile von Thoriumreaktoren:

- **Technologische Unerprobtheit:** Kein Thoriumreaktor ist bisher kommerziell im Einsatz. Die bekannten Experimente (ORNL, THTR-300 teils mit Thoriumbrennstoff) sind Jahrzehnte alt. **Viele technische Hürden** bleiben: Flüssigsalz ist chemisch aggressiv – es korrodiert Rohre und Ventile, spezielle Nickellegierungen (Hastelloy) sind nötig[114]. Das chemische Online-Reprocessing (Abtrennen von Protactinium/U233 im MSR) ist hochkomplex und wurde noch nie im industriellen Maßstab umgesetzt. **Indien** hat seine Thoriumziele mehrfach verschoben, was zeigt, dass es schwieriger ist als erhofft. Aktuell befinden sich Thorium/MSR-Konzepte maximal auf Prototyp-Stufe. Selbst China dürfte

noch ein bis zwei Jahrzehnte brauchen, um daraus ein kommerzielles Kraftwerk zu machen. Für Deutschland, das sofort Klimaschutz braucht, kommt das viel zu spät.

- **Anfangsbedarf an Spaltstoff:** Ein Thoriumreaktor muss initial mit einer ordentlichen Menge spaltbarem Material „gezündet“ werden (U-235 oder Plutonium). Damit wird erst die Neutronenquelle geschaffen, um Th-232 umzuwandeln. Das heißt: **Thorium ersetzt Uran nicht vollständig**, man braucht immer einen Starter. In Indiens Vision werden große Brutreaktoren Pu aus Schwerwasserreaktoren nutzen, um Thorium zu starten – sehr aufwendig. Insofern ist Thorium eher eine **Ergänzung** als Wundermittel: Für den deutschen Kontext, ohne existierende Plutoniumwirtschaft, wäre fraglich, woher der nötige U/Pu-Startbrennstoff käme.
- **Proliferation und Sicherheit im Brennstoffkreislauf:** Zwar sind Endprodukte weniger waffentauglich, aber der **Prozess** involviert U-233, das separiert wird, und evtl. auch Plutonium falls als Startbrennstoff genutzt. U-233 strahlt stark (begleitendes U-232 Zerfallsprodukte), aber terroristische Verwendung kann man nicht völlig ausschließen. Außerdem ist U-233 hochtoxisch. Jede neuartige Brennstoffkreislauftchnik bringt Risiken der **Nuklearindustrie**, die erst gemeistert werden müssen (Strahlenexposition der Arbeiter, Vermeidung von Lecks etc.). Die **Trennung von Protactinium** im MSR-Prozess ist chemisch heikel und radioaktiv anspruchsvoll.
- **Komplexität und Kosten unbekannt:** Weil es keine industriellen Thoriumanlagen gibt, weiß man wenig über die **Kosten**. Einige Verfechter rechnen schön (siehe 3 Cent/kWh Annahme in China^[109]), aber es gibt auch skeptische Analysen, die befürchten, dass der Bauaufwand von MSR (mit Chemieanlage eingebaut) enorm ist und die Sicherheitssysteme völlig neu erfunden werden müssen. Thoriumreaktoren könnten zunächst **teurer** sein als herkömmliche AKW, da ungetestete Materialien, komplizierte Chemie und spezielle Fertigung gebraucht werden. Zudem wären in Ländern wie Deutschland die **Genehmigungswege völlig neu** aufzusetzen.
- **Betriebsführung und Regelung:** Ein MSR hat flüssigen Brennstoff – die gesamte Reaktorphysik unterscheidet sich von festen Brennstäben. Das bringt zwar Vorteile (keine Brennstoffwechsel nötig, man kann kontinuierlich nachfüllen), aber auch Steuerungsfragen: Man muss laufend Chemie betreiben, Spaltprodukte aus dem Salz entfernen etc. Das ist wie eine Kombination aus chemischem Industriebetrieb und Kernreaktor, was **höhere Komplexität** in Betrieb und Personal erfordert.

Für Deutschland sind **Thoriumreaktoren kurzfristig keine Option**, da ihre Entwicklung eher jenseits 2040 Früchte tragen könnte. Allerdings existiert deutsche Expertise aus der Vergangenheit (der 1980er **THTR-300** in Hamm-Uentrop war ein Thorium-Hochtemperaturreaktor). Dieser Reaktor wurde nach nur 3 Jahren Betrieb 1989 stillgelegt – nicht primär wegen Technikversagen, sondern weil nach Tschernobyl der politische Druck stieg und er sich wirtschaftlich nicht lohnte. Aber der THTR zeigte auch Schwierigkeiten (Probleme mit gebrochenen Brennelement-Kugeln). Heute schauen einige deutsche Forscher wieder auf Thorium/MSR (es gibt kleine Projekte an Universitäten). Doch insgesamt ist Europa zurückhaltend, während China und Indien vorneweg gehen.

Chancen: Sollte China oder ein anderes Land in den 2030ern Thorium-MSR kommerziell erfolgreich demonstrieren, könnte das der Kernenergie neuen Auftrieb geben. Thoriumreaktoren versprechen eine **sicherere, sauberere Kernenergie** mit geringerer Abfalllast und ohne Uranflaschenhals – quasi eine „grüne Kernkraft“ (zumindest im Narrativ). Für den globalen

Süden oder Länder mit wenig Flächen für Erneuerbare könnte dies attraktiv sein. **Risiko:** Noch ist völlig unklar, ob diese Versprechen realistisch erfüllt werden. Kritiker sehen Thorium als „alte neue Idee“, die seit Jahrzehnten hochgeredet wird, aber an praktischen Problemen scheitert. Insbesondere bezweifeln sie, dass die Abfallfrage wirklich gelöst ist – auch Thorium hinterlässt hochradioaktive Spaltprodukte, nur die Halbwertszeiten mancher Isotope sind kürzer. Endlager braucht man also dennoch, wenn auch ggf. weniger komplex.

Für Deutschland hieße das: In absehbarer Zeit spielt Thorium keine Rolle. Langfristig könnte man höchstens *theoretisch* in Kooperation (etwa EU-Forschung) einsteigen, falls es global Durchbrüche gibt. Im nationalen Diskurs taucht „Thorium“ manchmal als Schlagwort auf (gerne in populärwissenschaftlichen Medien, die den „Wunderbrennstoff“ ausrufen). Aber die Bundesregierung oder etablierte Institute sehen darin keinen Beitrag bis 2045. Gleichwohl: Sollte Kernenergie in 20–30 Jahren ein Revival mit Thorium erleben, müsste Deutschland entscheiden, ob man nach jahrzehntelanger Abstinenz wieder einsteigt – bis dahin ist viel Ungewissheit.

Kernfusion

Die **Kernfusion** ist die Energiequelle der Sterne – und seit Jahrzehnten ein technischer Traum: **unbegrenzte, saubere Energie** durch Verschmelzung leichter Atomkerne (z.B. Deuterium und Tritium). Ein Fusionskraftwerk würde keinen langlebigen Atommüll produzieren (nur aktiviertes Reaktormaterial), kein Unfallrisiko vom Typ Kernschmelze haben (bei Störungen stoppt die Reaktion) und Treibstoff aus Meerwasser (Deuterium) sowie Lithium (für Tritiumbrut) gewinnen. Die Fusion könnte langfristig die Energieprobleme lösen, *wenn* sie denn kommerziell beherrschbar wird.

Chancen/Vorteile von Kernfusion:

- **Enorme Energiemengen, kein CO₂:** 1 Gramm Fusionstreibstoff setzt so viel Energie frei wie 11 Tonnen Kohle. Die Ressourcen (Wasserstoffisotope) sind praktisch **unerschöpflich** – Deuterium aus Meerwasser, Lithium aus der Erdkruste (für Tritiumerzeugung). Die Fusion erzeugt keine Treibhausgase, nur Helium als harmloses Nebenprodukt. Sie wäre die ultimative **klimaneutrale Energiequelle**.
- **Sicherheit:** Eine Fusionsanlage enthält zu jedem Zeitpunkt nur winzige Mengen Brennstoff (ein paar Gramm). Gerät das Plasma außer Kontrolle, kühlt es sofort ab und die Reaktion stoppt innerhalb von Sekunden. Eine **Kernschmelze oder Explosion** wie bei Fission ist unmöglich – das Plasma kann nicht „durchgehen“. Auch gibt es keinen Kettenreaktionsprozess. Damit entfällt das Katastrophenrisiko; ein GAU ist ausgeschlossen. Ein Unfall in einem Fusionskraftwerk würde primär die Anlage selbst betreffen, aber kaum die Umgebung groß kontaminieren (maximal radioaktiver Staub aus den Reaktorwänden, aber in begrenztem Maß).
- **Kein hochradioaktiver Abfall** im klassischen Sinne: Bei der D-T-Fusion entstehen schnelle Neutronen, die die Reaktorwände aktivieren. Somit wird das Strukturmaterial radioaktiv. Aber diese **aktivierten Materialien** können so gewählt werden, dass ihre Halbwertszeiten relativ kurz sind (50–100 Jahre). Es gibt keinen **Jahrtausende strahlenden Abfall** wie bei Spaltprodukten. Nach einer gewissen Lagerzeit könnte das Material recycelt werden. Es fallen auch keine Brennelemente an, die gelagert werden müssen. Dieses Abfallprofil ist wesentlich günstiger als bei Kernspaltung.

- **Grundlast und hohe Leistung:** Wenn Fusion gelingt, liefert sie **kontinuierlich Energie** und könnte Einheiten von mehreren 100 MW bis GW bereitstellen – geeignet, um Grundlast zu decken und große Industriestandorte zu versorgen. Sie wäre damit eine perfekte Ergänzung zu volatilen Erneuerbaren als stabiler Pfeiler.
- **Geopolitik und Akzeptanz:** Fusion verbraucht keine spaltbaren Materialien, keine Uranwirtschaft nötig, keine Waffengefahr. Es gäbe keine „Fusionsbombe“ (Wasserstoffbomben brauchen die Zündung durch eine Kernspaltung). Daher könnte Fusion weltweit leichter akzeptiert werden, da das Stigma der Kerntechnik (Atomwaffen, GAU, Müll) entfällt oder deutlich geringer ausfällt.

International ist die Fusion bereits Gegenstand riesiger Kooperationen: Das **ITER-Projekt** in Frankreich (ein Tokamak-Reaktor) soll ab ~2030 erstmals ein brennendes Plasma erzeugen, das mehr Leistung erzeugt als es zum Heizen braucht ($Q > 10$). Danach ist ein DEMO-Kraftwerk geplant (~2050), das Strom ins Netz einspeist. Neben ITER entstehen private Initiativen: in den USA (Commonwealth Fusion Systems plant mit *SPARC* einen kompakten Tokamak ~2030, Helion Energy und TAE verfolgen alternative Methoden; erstmals gelang 2022 im NIF-Laserlabor eine **Trägheitsfusion**-Zündung mit Überschussenergie[115]), in **Europa** (Startup *Proxima Fusion* in Deutschland will bis 2031 einen Stellarator mit Nettoenergie demonstrieren[116]), in **China, UK, Japan** etc. fließen Milliarden in Fusionsforschung. Sogar große Unternehmen (z.B. Google, Chevron) investieren in Fusion-Startups.

Risiken/Nachteile von Kernfusion:

- **Zeitplan und Realisierbarkeit:** Das geflügelte Wort „*Fusion ist die Energie der Zukunft – und bleibt es immer*“ hat einen wahren Kern: Seit über 50 Jahren heißt es, Fusion sei noch ~30 Jahre entfernt. Die technischen Hürden sind gigantisch: ein 100 Millionen °C heißes Plasma stabil zu halten, Neutronen-Schäden in Materialien zu verkraften, Tritium-Brutkreisläufe aufzubauen etc. **Bislang gibt es kein Fusionskraftwerk**, ja nicht einmal ein Prototyp, der Strom erzeugt. Selbst optimistische Stimmen rechnen nicht vor den **2040er Jahren** mit kommerzieller Fusion[115][117]. Für den Klimawandel, der jetzt Lösungen braucht, kommt Fusion also *viel zu spät*. Deutschland hat Klimaneutralität 2045 – bis dahin wird Fusion keinen Beitrag leisten können[115]. Es besteht zudem das Risiko, dass Fusion überhaupt nicht wirtschaftlich gelingt, oder dass unerwartete technische Probleme (Materialversprödung, Tritiumverluste, Plasmainstabilitäten) die Verwirklichung *noch* weiter verzögern. Ein DIW-Bericht von 2025 kommt zum Schluss, kommerzielle Energieerzeugung mit Fusion sei „**nicht absehbar**“ in den nächsten Jahrzehnten[118][119]. Wenn die Politik Fusion dennoch stark fördert, besteht die Gefahr von Fehlinvestitionen zulasten kurzfristiger Lösungen.
- **Hohe Kosten und Komplexität:** Die Prototypen wie ITER verschlingen zig Milliarden Euro (ITER geschätzt >20 Mrd. €). Ein kommerzielles Fusionskraftwerk wird eine extrem komplexe Anlage sein – mit supraleitenden Magneten, Kryotechnik, fernhantierten Komponenten, Tritium-Brutblankets, Neutronenschirmen. Der Wartungsaufwand könnte enorm sein (ITER rechnet z.B. mit regelmäßigen Austausch vieler Teile). Es ist unklar, ob Fusionsstrom preislich konkurrenzfähig sein wird. Einige Schätzungen gehen davon aus, dass ohne massive technologische Durchbrüche Fusionsstrom eher teuer wäre (ähnlich heutigen Kernkraftkosten oder höher). Private Firmen argumentieren, sie könnten es günstiger machen – aber das muss sich zeigen. Auch **Energieaufwand:** Der Reaktor selbst verbraucht viel Strom (Magnete, Heizung, Kryo), man muss genügend

Nettoenergie ernten, um das zu rechtfertigen. Noch kämpft man überhaupt für $Q > 1$ im Dauerbetrieb.

- **Radioaktive Nebenwirkungen:** Auch wenn kein langlebiger Abfall entsteht, Fusion generiert **Neutronenstrahlung**, die die Reaktorstruktur aktivieren. Das heißt, man hat nach Betriebsende einen Haufen radioaktiven Stahlschrotts, der einige Jahrzehnte bis Jahrhunderte gelagert werden muss (deutlich weniger Problem als Atommüll, aber dennoch). Außerdem produziert der D-T Zyklus Tritium (superschwerer Wasserstoff, radioaktiv mit 12 Jahren HWZ). Tritium ist ein Betastrahler und biologisch gefährlich bei Freisetzung (kann ins Grundwasser). Ein Kraftwerk müsste sehr sorgsam mit Tritium umgehen, Lecks verhindern etc. **Unfälle** könnten zwar keinen GAU verursachen, aber z.B. Tritium ausstoßen oder im schlimmsten Fall bei einer Magnet-Havarie Teile des Reaktors beschädigen. Insgesamt sind diese Gefahren minimal verglichen mit Fission, aber nicht Null.
- **Anwendungsgrenzen:** Fusion liefert „nur“ Wärme -> Strom; es ist kein *multifunktionaler* Energieträger wie z.B. Strom aus Erneuerbaren, der auch direkt für Wärme oder Mobilität genutzt werden kann (abgesehen von Wasserstofferzeugung). Es bleibt also ein zentraler Großkraftwerksansatz. Sollte sich die Welt eher dezentral mit Erneuerbaren organisieren, könnte Fusion ökonomisch ein **Fremdkörper** sein. Auch muss man bedenken: Fusion konkurrenziert in 30 Jahren möglicherweise mit *sehr billigen* Solar-, Wind- und Speichertechnologien (die Fortschritte dort könnten Fusion unnötig machen, falls 100% Erneuerbare gut beherrschbar sind).

Für Deutschland ist **Kernfusion** primär ein Forschungsfeld. Deutschland beteiligt sich an ITER (via EURATOM) und hat mit Wendelstein 7-X in Greifswald eines der weltweit führenden Experimente (Stellarator-Typ). Im Mai 2023 gründeten Max-Planck-Wissenschaftler das Startup **Proxima Fusion**, um bis 2031 einen kleinen Fusions-Demonstrator zu bauen^[120]. Diese Projekte halten deutsche Expertise im Rennen. Die Bundesregierung fördert Fusion im Rahmen der EU (z.B. Eurofusion-Programm). Ein Bericht der deutschen Akademien (acatech, Leopoldina) kam jedoch zu dem Schluss: „Kernfusion wird bis 2045 keinen Beitrag zum Klimaschutz leisten können.“^[121] Damit steht Fusion zwar langfristig im Raum, aber für die aktuellen energiepolitischen Entscheidungen (Wiedereinstieg in Kernkraft ja/nein) spielt sie keine operative Rolle.

Chancen: Sollte in 15–20 Jahren die Fusion tatsächlich gemeistert werden (z.B. durch einen Durchbruch mittels Hochtemperatur-Supraleiter-Magneten, Laserfusion oder neuartige Konzepte), könnte das die Energie-Landschaft revolutionieren. Dann stünde Deutschland vor der Frage, ob man – nach dem Fusionsforschungsbeitrag – auch kommerzielle Fusionskraftwerke bauen will. Das wäre zwar keine „Wiedereinführung der Atomkraft“ im klassischen Sinn, aber doch die Nutzung von Kernenergie 2.0. Die heutigen Kernkraft-Diskussionen könnten dadurch obsolet werden: Fusion wäre weithin akzeptierter.

Risiken: Auf Fusion zu hoffen, darf kein Alibi sein, um jetzt nichts zu tun. Es ist unsicher, ob und wann sie kommt. **Experten raten** daher, Fusion entschlossen weiter zu erforschen, aber gleichzeitig so zu planen, als ob sie *nicht* rechtzeitig käme^[50]. Denn wenn man sich darauf verläßt und dann käme sie doch nicht, hätte man kostbare Zeit verloren.

Zusammenfassend zu neuen Technologien: **SMR, Thorium und Fusion** werden oft als „Gamechanger“ angepriesen, doch ihre Realisierung liegt weitgehend in der Zukunft. **SMR**

könnten vielleicht ab den 2030ern praktische Einsatzfälle finden, vor allem wenn Pilotprojekte gelingen. Sie tragen aber nicht vor 2030 zur deutschen Energie bei und ihr wirtschaftlicher Erfolg ist ungeklärt. **Thorium/MSR** sind noch weiter entfernt; sie mögen langfristig einige Nachteile der heutigen Kernkraft lindern, aber existieren derzeit nur im Labor- oder Demonstrationsmaßstab. **Kernfusion** ist die verheißungsvollste Endvision, jedoch ebenfalls ein Marathonprojekt mit ungesicherter Ziellinie.

Für Deutschland bedeutet das: **Kurz- und mittelfristig (bis ca. 2040) bleiben Wind, Sonne, Speicher, Effizienz, ggf. etwas Erdgas/H₂ die tragenden Säulen** der Energiewende.

Kernenergie-Neuentwicklungen könnten im besten Fall im Ausland erprobt und dann in Jahrzehnten verfügbar sein. Es wäre klug, die Forschung daran zu unterstützen (um Know-how nicht zu verlieren), aber *nicht* die aktuellen Klimaziele von ihnen abhängig zu machen. Oder wie das IW Köln resümiert: „Um das Klimaziel zu erreichen, sollten wir die Technologien einsetzen, die wir heute schon haben... gleichzeitig aber nicht aufhören, an innovativen Energiekonzepten zu forschen“^{[50][122]}. Genau diese zweigleisige Strategie – Erneuerbare ausbauen und **neue Nukleartechnologien beobachten/forschen** – dürfte für Deutschland der ausgewogenste Ansatz sein.

Geplante AKW weltweit: Status, Zeitrahmen und Kosten

Weltweit befinden sich nach aktuellen Schätzungen etwa **70 Reaktoren im Bau** und etwa **110 weitere in Planung**^[1]. Die meisten davon liegen in Asien – insbesondere China (34 im Bau, 47 geplant) – sowie in Südasien, Russland und der Türkei^[1]. China beispielsweise realisiert derzeit rund ein Drittel aller Neubauten. Diese Vorhaben sind überwiegend großtechnisch und erfordern oft ein Jahrzehnt oder länger Bauzeit^{[2][3]}. Nach Angaben der World Nuclear Association sollen über 30 Länder neue Kernenergieprogramme prüfen oder starten^[4]. In der folgenden Tabelle sind einige bedeutende Projekte mit ihren Zielterminen und Kosten aufgeführt:

Kraftwerk (Land)	Typ (Leistung)	Bauzeit (Beginn / geplant)	Kosten (urspr. / aktuell)
Flamanville 3 (Frankreich)	EPR (1 630 MW)	2007 Beginn – 2025 Anlauf	€ 3,3 Mrd → € 23,7 Mrd ^[5]
Olkiluoto 3 (Finnland)	EPR (1 600 MW)	2005 Beginn – 2023 Anlauf	€ 3 Mrd → € 11 Mrd ^[3]
Hinkley Point C (UK)	EPR (2×1 650 MW)	2016 Beginn – ca. 2027 Anlauf*	£ 18 Mrd → ~£ 25 Mrd ^[6]
Vogtle Einheiten 3+4 (USA)	AP1000 (2×1 117 MW)	2013 Beginn – 2023/24 Anlauf	~\$ 14 Mrd → >\$ 35 Mrd ^[7]
Akkuyu (Türkei)	VVER-1200 (4×1 200 MW)	2018 Beginn – 2025– 28 Fertig	~\$ 20 Mrd (urspr. Schätzung) ^[8]

*Anlauf (erstes Netz) für Hinkley C verzögert sich auf ~2027. Kosten sind Schätzungen und haben sich meist erhöht.

Verzögerungen und Kostensteigerungen

Eine Analyse zeigt, dass viele Großprojekte ihre ursprünglichen Zeitpläne und Budgets weit verfehlen. **Flamanville 3** etwa sollte ursprünglich 2012 ans Netz gehen, doch nach zwölf Jahren Bauzeit wurde der Reaktor erst 2025 in Betrieb genommen. Die Kosten explodierten von anfänglich € 3,3 Mrd auf **€ 23,7 Mrd**^[5]. Ähnlich erging es **Olkiluoto 3** in Finnland (Baubeginn 2005), wo sich der Preis von € 3 Mrd auf etwa **€ 11 Mrd** erhöhte und die Fertigstellung um 17 Jahre verzögerte^[3]. Auch **Hinkley Point C** im Vereinigten Königreich (Start 2016) stieg im Preis von £ 18 Mrd auf rund **£ 25 Mrd** und wird voraussichtlich erst um 2027 erste Leistung liefern^[6].

- **Vogtle 3+4 (USA):** Nach zehn Jahren Bauzeit wurde der erste der beiden AP1000-Reaktoren 2023 ans Netz geschaltet, die Gesamtkosten liegen nun bei über **\$ 35 Mrd**^[7] (statt ursprünglich etwa \$ 14 Mrd).
- **Akkuyu (Türkei):** Vier 1 200 MW-VVER-Reaktoren sind im Bau. Der russische Vertrag von 2010 bezeichnete das Projekt mit ~\$ 20 Mrd^[8], heute dürfte der Endpreis deutlich höher liegen.
- **Projektausfälle:** Zahlreiche Vorhaben wurden ganz gestoppt oder ausgesetzt (z.B. Wylfa/Newydd in UK, Ohma in Japan), meist wegen untragbarer Kosten und Finanzierungssorgen.

Diese Beispiele belegen: „*Nuclear plants always cost more than estimated and take longer to build than promised*“^[9]. Laufende Großprojekte überziehen Budget und Zeitrahmen regelmäßig, was ihre Wirtschaftlichkeit massiv schmälert. Selbst in China, wo man vergleichsweise schnell baut, dauern komplexe Projekte 5–10 Jahre: So sollen etwa die neuen CAP-Reaktoren in Haiyang (China) nach Baubeginn 2022 erst 2027 betriebsbereit sein^[2].

Sinnhaftigkeit des Ausbaus

Vor dem Hintergrund von Klimazielen wäre ein Ausbau CO₂-freier Energiequellen grundsätzlich sinnvoll. **Kernkraft liefert Grundlast ohne Emissionen**, steht aber aufgrund der o.g. Verzögerungen und Kostensteigerungen in der Kritik. Studienergebnisse und Expertenmeinungen machen deutlich, dass vergleichbare Leistungen inzwischen oft günstiger durch Wind oder Solar erreichbar sind^[10]. IEEFA etwa weist darauf hin, dass Wind- und Solarenergie „bewährt und kosteneffektiv“ sind und Investoren besser mit günstigeren Erneuerbaren bedient seien^[10].

Andererseits betonen Befürworter, Kernkraft sei planbar und zuverlässig – insbesondere in Staaten mit Erfahrung (z.B. Südkorea) fallen die Kosten kaum oder gar nicht. Länder mit konsistenter Baupraxis halten Investitionskosten stabil oder reduzieren sie^[11]. Die International Energy Agency (IEA) hält an der Forderung fest, die globale Kernkraftkapazität bis 2050 zu verdreifachen (Net-Zero Nuclear) – sie soll etwa 25% des Bedarfs decken^[12].

Fazit: Der Weiterbau konventioneller Großreaktoren ist angesichts nachgewiesener Kosten- und Zeitrisiken **kritisch zu beurteilen**. Falls neue Kraftwerke kommen, muss ihre Planung drastisch verbessert werden. Massive öffentliche Subventionen und Garantien sind nötig, um private Investitionen abzusichern^[13]. Ohne solche Rahmenbedingungen bleiben fiktive Renditen beim Bau neuer AKW oft illusorisch.

Zukunftstechnologien: SMR, Thorium und Fusion

Neben klassischen Großreaktoren wird, wie oben bereits erwähnt, an fortschrittlichen Konzepten geforscht:

- **SMR (Small Modular Reactors):** Kleine modulare Leichtwasserreaktoren sollen durch Serienfertigung günstiger werden. Konzepte (z.B. Rolls-Royce in UK oder NuScale in den USA) versprechen niedrige LCOE (unter ~€70/MWh[14]). In der Praxis zeigen Pilotprojekte jedoch hohe Kosten: Die FOAK-Anlage von NuScale (462 MW) stieg im Preis um 75% auf \$ 9,3 Mrd (ca. \$ 20 140/kW)[15]. Die US-Analyse von Arthur D. Little beziffert SMR-Stromgestehungskosten allgemein mit etwa 52–119 €/MWh[14]. Rolls-Royce gibt eine Einheit (470 MW) mit £ 1,8 Mrd zu Buche[16] (gut £ 3 800/kW). Fazit: Erstserie-Projekte überziehen kostenseitig oft, eine echte Serienproduktion muss erst etabliert werden, um Skalenvorteile zu realisieren[17][15].
- **Thorium-Reaktoren:** Thorium als Spaltmaterial gilt als langfristige Option. Bisher sind kommerzielle Thorium-KKW unbekannt. Der Entwicklungsaufwand ist enorm: Der World Nuclear Association zufolge erfordern Tests, Lizenzierung und Brennstoffkreislaufarbeiten „*extensive testing, analysis and licensing*“, was teuer ist[18]. U^{232} -Verunreinigung im erzeugten U^{233} treibt die Brennstoffkosten hoch[19]. Indien verfolgt ein langfristiges Drei-Stufen-Programm: Der Prototyp eines Flüssigsalz-Reaktors (MSR) ist frühestens in 15–20 Jahren kommerziell einsatzbereit[20]. Zusammenfassend bleibt Thorium teuer und ungewiss: Ohne klare wirtschaftliche Treiber (Uran ist billig und reichlich) fehlt oft die Investition[18].
- **Fusion:** Reine Fusionskraftwerke liegen noch weiter in der Zukunft. Das Großprojekt **ITER** (internationaler Tokamak in Südfrankreich) war als reiner Forschungsreaktor geplant. Ursprünglich sollte er ~2025 erste Plasmen liefern und etwa € 5 Mrd kosten[21]. Wegen technischer Schwierigkeiten, Materialverzögerungen und Regulierungsstopps verschiebt sich der Betrieb auf Mitte der 2030er und die Kosten sind auf ~€ 20 Mrd gestiegen[21][22]. ITER wird keinen Strom einspeisen, es dient der Demonstration. Ein kommerzieller Fusionskraftwerk (DEMO) ist aktuell nur in frühen Planungsstadien. Angesichts dieser Verzögerungen warnt selbst der ITER-Leiter, dass Fusionsenergie „die Probleme nicht rechtzeitig lösen“ werde[23]. Viele private Initiativen (Startups mit alternativen Fusionskonzepten) peilen den Betrieb bis 2040 an, doch Experten bleiben skeptisch. Bis Fusion preiswerten Strom liefert, dürften die Kosten pro kWh deutlich über heutigen AKW liegen – die Forschung ist extrem kapitalintensiv und risikoreich[21][23].

Zusammenfassung und Ausblick

Trotz des Klimanutzens ist der konventionelle Nuklear-Ausbau in vielen Fällen teuer und zeitraubend, wie Flamanville, Olkiluoto, Hinkley und Vogtle zeigen[5][24]. Die finanziellen Risiken sind hoch. Neue Ansätze wie SMRs oder Thorium könnten mittel- bis langfristig Effizienzgewinne bringen, stehen aber noch vor wirtschaftlichen und regulatorischen Hürden[14][19]. Fusionsexperimente (ITER) demonstrieren zwar Wissenschaftsfertigkeiten, doch ihr Beitrag zur aktuellen Energiewende ist bis 2050 minimal[25][21]. Ob und wann sich SMR, Thorium oder Fusionskonzepte als kostengünstig erweisen, bleibt offen.

In der Gesamtschau erscheint der ungebremsste Weiterbau klassischer Groß-AKW derzeit **zweifelhaft sinnvoll**, solange nicht die genannten Probleme gelöst werden. Vieles spricht dafür, erst Markt- und Technologie-Reife neuer Reaktorkonzepte abzuwarten oder parallel stärker in

günstige Erneuerbare zu investieren. Die zukunftsfähigste Strategie könnte eine ausgewogene Mischung sein, die sowohl auf gesicherte CO₂-arme Grundlast (bestehende AKW bei Laufzeit-Verlängerung) als auch auf erneuerbare Energien und innovative Reaktortechnologien setzt[10][18].

Position der deutschen Bundesregierung (Jan. 2026) zur Energiepolitik und ihr Realitätscheck

Windkraft nur „Übergangstechnologie“

Bundeskanzler **Friedrich Merz** hat im Januar 2026 deutlich gemacht, dass er die **Windenergie nur als Übergangslösung** ansieht. Auf dem *Nordsee-Energiegipfel* in Hamburg bezeichnete er Windkraft als „**Übergangstechnologie**“, die Deutschland „*zehn Jahre, 20 Jahre, vielleicht 30 Jahre*“ begleiten werde[1]. Merz' Fokus liege stattdessen auf der Kernfusion als zukünftige Energiequelle: Deutschland solle den „*ersten Fusionsreaktor der Welt ans Netz*“ bringen, so Merz – auch wenn das noch 10 bis 20 Jahre dauern könne[2]. Sobald Fusionsenergie verfügbar sei, werde Strom so billig, „*dass es in diesem Umfang andere Erzeugungsmethoden wahrscheinlich nicht mehr brauche*“, erklärte er[3].

Diese Aussagen sorgten für Aufsehen, da sie **kurz nach großen Offshore-Wind-Plänen** kamen. Noch auf dem gleichen Nordsee-Gipfel hatten Merz und Wirtschaftsministerin Katherina Reiche milliardenschwere Investitionen in neue Nordsee-Windparks verkündet[4]. Merz zog jedoch die „Handbremse“ und relativierte die Bedeutung der Windkraft als zukünftig tragende Säule[4]. Seine Einschätzung irritierte manche Beobachter, zumal die europäischen Nordsee-Anrainer sich gerade darauf verständigt hatten, Offshore-Windparks massiv auszubauen – bis 2030 etwa 100 GW grenzüberschreitend zu vernetzen[5][6]. Merz verteidigte sich, er habe immer zwischen Wind an Land und auf See differenziert; in seinem Heimatwahlkreis im Sauerland seien Windräder wegen des Landschaftsbildes umstritten[7]. Bereits im Wahlkampf 2024 hatte Merz sogar gemeint, man könne Windräder eines Tages „*wieder abbauen, weil sie hässlich sind*“[8] – eine Aussage, die nun in Hamburg von Journalisten aufgegriffen wurde. Auf dem Gipfel bekräftigte Merz jedenfalls seine Sicht, dass **Windenergie keine Dauerlösung**, sondern nur eine Brückentechnologie bis zum nächsten großen Technologiesprung (Kernfusion) sei[9].

Forderungen zur Rückkehr zur Kernenergie

Merz übte im Januar 2026 scharfe Kritik am deutschen Atomausstieg und stellte **eine Rückbesinnung auf Kernkraft** in Aussicht. Beim *Neujahrsempfang der Wirtschaft* in Halle/Saale am 14. Januar 2026 bezeichnete er den Ausstieg aus der Kernenergie als „*schweren strategischen Fehler*“[10][11]. Ungewöhnlich deutlich ging er dabei auch mit der eigenen Partei ins Gericht: Die früheren CDU-geführten Regierungen unter Angela Merkel hätten mit dem beschleunigten Atomausstieg (nach 2011) Fehler begangen, ebenso wie die Ampelkoalition danach[10]. Merz monierte insbesondere, **man hätte die letzten drei deutschen Atomkraftwerke nicht 2023 vom Netz nehmen dürfen**: „*Wenn man es schon macht [den Ausstieg], hätte man wenigstens vor drei Jahren die letzten verbleibenden Kernkraftwerke in Deutschland am Netz lassen müssen*“, so Merz[10]. Dadurch stünden jetzt wichtige Stromerzeugungskapazitäten nicht mehr zur Verfügung.

„Es war eben ein schwerer strategischer Fehler, aus der Kernenergie auszusteigen... [Man] hätte wenigstens vor drei Jahren die letzten verbleibenden Kernkraftwerke am Netz lassen müssen, damit man wenigstens die Stromerzeugungskapazitäten hat, wie wir es zu dem damaligen Zeitpunkt hatten.“^[10]

Merz argumentierte, der verfrühte Atom-Ausstieg habe wesentlich zu den derzeit hohen Strompreisen beigetragen. Deutschland habe nun „*die teuerste Energiewende auf der ganzen Welt*“, klagte er^{[12][13]}. Seine Regierung müsse diese Fehler nun **schnell korrigieren**. Konkret kündigte Merz an, **neue Kraftwerkskapazitäten** aufzubauen: „*Das wollen wir jetzt schnell besser machen. Die Kraftwerke sollen gebaut werden... Die Ausschreibungen [für neue Kraftwerke] könnten bald starten*“^[14]. Interessanterweise merkte er an, „*es kann auch auf den alten Standorten gebaut werden. Es können die alten Netze mitgenutzt werden*“^[15] – ein Hinweis, dass man für neue Kraftwerke ehemalige AKW-Standorte und vorhandene Netzanschlüsse nutzen könnte. Die vorherige Regierung habe das „*nicht erlauben*“ wollen^[16]. Diese Bemerkung lässt durchblicken, dass Merz **technologieoffen** vorgehen will: Der Bau neuer Anlagen an früheren Atom-Standorten könnte im Prinzip sowohl Gaskraftwerke (als kurzfristige Lösung) als auch perspektivisch neue Kernkraftwerke (etwa moderne Reaktortypen) einschließen. Offiziell hält die Merz-Regierung zwar am Ausstieg fest – im Koalitionsvertrag mit der SPD ist **kein Neubau von Kernkraftwerken** vorgesehen^[17]. Doch Merz’ Rhetorik und die Forderung nach „*alten Standorten*“ signalisieren, dass **eine Rückkehr zur Kernkraft langfristig nicht ausgeschlossen** wird. So plädierte Wirtschaftsministerin Reiche wenige Monate später für „*Technologieoffenheit*“ und sprach sich dafür aus, **EU-Fördergelder in die Forschung an Small Modular Reactors (SMR)** zu investieren^{[18][19]}. Merz selbst verweist immer wieder auf neue Technologien: Neben der Fusion wird auch die Kernspaltung der nächsten Generation (SMRs etc.) zumindest als Option gesehen, um „*irgendwann mal wieder akzeptable Marktpreise*“ für Energie zu erreichen^{[20][21]}.

Zusammengefasst fordert Merz indirekt **eine Neubewertung der Kernenergie**: Der voreilige Atomausstieg soll korrigiert werden, sei es durch das **längere Weiterbetreiben bestehender Meiler** (bzw. der 2023 abgeschalteten, was faktisch jedoch kaum umsetzbar ist) oder durch das **Ermöglichen neuer Kernkraftwerke** in der Zukunft. Er betont, Deutschland brauche dringend mehr grundlastfähige Erzeugung, um die Strompreise zu senken und Versorgungslücken zu vermeiden^{[22][23]}. In seiner Regierungserklärung im Bundestag Ende Januar warnte Merz zugleich vor technologischer Abhängigkeit und forderte Europa auf, „*seine Sicherheit in die eigenen Hände zu nehmen*“^[24] – was von Anti-Atom-Organisationen dahingehend interpretiert wurde, dass er auch **kritische Abhängigkeiten bei Energie-Technologien** reduzieren will. Diese Gruppen mahnten Merz, das müsse dann aber bedeuten, keinen Einstieg des russischen Rosatom-Konzerns in die Brennelementfertigung (Lingen) zuzulassen^{[25][26]}. Merz’ energiepolitische Linie lässt sich daher so beschreiben: **Er will die Kernenergie wieder salonfähig machen** – zumindest in Form von Forschung, Offenhalten zukünftiger Optionen und Kritik an den bisherigen Beschlüssen, die Kernkraft komplett zu verlassen.

Realitätscheck: Wie realistisch sind Merz' Vorstellungen?

Wie praktikabel sind Merz' energiepolitische Ansätze im Lichte aktueller Daten und Erfahrungen? Ein Blick auf die Fakten zeigt, dass sowohl ein Wiederbeleben der Kernkraft in Deutschland als auch die Hoffnungen auf raschen Ersatz durch Fusionsenergie mit erheblichen **wirtschaftlichen und zeitlichen Hürden** verbunden sind:

- **Kaum kurzfristiger Nutzen durch AKW-Weiterbetrieb:** Die drei letzten deutschen AKW (Isar 2, Neckarwestheim 2, Emsland) gingen im April 2023 vom Netz. Selbst wenn man ihren Weiterbetrieb beschlossen hätte, **wäre die Stromproduktion nur für wenige Monate gesichert gewesen** – die vorhandenen Brennelemente hätten nicht lange gereicht[27]. Neue Brennstäbe zu beschaffen hätte „gut 1,5 Jahre“ gedauert[28], wie Betreiber 2022 einschätzten. Zudem bestand in 2022/23 die Sorge, dass der Ukraine-Krieg das **Sicherheitsrisiko** für laufende AKW erhöhe[29]. **Rückblickend war der Einfluss der AKW-Abschaltung auf Versorgung und Preise gering:** Laut Experten blieb die **Versorgungssicherheit** auch ohne Kernkraft gewährleistet, und der Strompreis wäre durch ein Weiterbetreiben der Reaktoren **nicht signifikant gesunken**[30]. Merz' Aussage, der Ausstieg habe die Energiepreise explodieren lassen, relativiert sich also: Andere Faktoren (Gaspreise, Marktdesign) spielten eine größere Rolle als der Wegfall von ~5% Atomstromanteil.
- **Neubau von Kernkraftwerken – teuer und zeitraubend:** Moderne AKW zu bauen, dauert oft **sehr lange und kostet enorm viel**. Beispiel Frankreich: Der neue Reaktor **Flamanville 3** ging Ende 2024 ans Netz – mit *zwölf Jahren Verspätung* und rund *20 Milliarden Euro Mehrkosten* gegenüber Plan[31]. Ähnlich in Finnland: Olkiluoto 3 startete 2022 mit 13 Jahren Verzögerung. **Großbritannien** musste für Hinkley Point C ab 2016 eine Einspeisevergütung von rund 11 ct/kWh über 35 Jahre garantieren, um den Bau überhaupt zu ermöglichen – Kernkraft ist dort also nur mit hohen staatlichen Garantien finanzierbar. Laut einem Report von Greenpeace kostet die Erzeugung von Atomstrom pro MWh **dreimal so viel** wie die gleiche Strommenge aus Wind- oder Solarenergie[32]. **Investitionsmittel, die in Atomkraft fließen, fehlen bei den Erneuerbaren** – so die Kritik – und könnten als Vorwand dienen, auch klimaschädliche Kohle- und Gaskraft länger laufen zu lassen[33]. **Fazit Kosten/Zeit:** Selbst wenn Deutschland heute beschlösse, neue AKW zu bauen, würden diese wohl frühestens in den **späten 2030er oder 2040er Jahren Strom liefern** – zu hohen Kosten und nur mit massiver staatlicher Förderung. Damit kämen sie für die Erreichung der Klimaziele 2030/2035 und zur Entlastung der nächsten Jahre viel zu spät[34].
- **Wettlauf der Technologien – Vorsprung für Erneuerbare:** Während Kernkraftprojekte schleppend vorankommen, konnten **Wind- und Solarenergie viel schneller ausgebaut** werden. Allein 2025 lieferten Erneuerbare zeitweise über **56 % des deutschen Stromverbrauchs**, davon der größte Anteil durch Windkraft[35]. Im **Mai 2025** etwa lag der Ökostrom-Anteil bei Rekordwerten um 72 % [36]. Windenergie war 2024 die **stärkste Einzelstromquelle Deutschlands**[37]. **Investitionen in Photovoltaik und Wind bringen pro Euro mehr und schnellere Kapazität** als Atomkraft: „Bei gleichem Investitionsvolumen [können] viel höhere energiepolitische Beiträge [geleistet werden]“ [34], betont etwa der Energieökologe Helmut Haberl. Auch der TÜV-Verband warnt vor überzogenen Fusions- und Kernkraft-Hoffnungen: Viele **technische und regulatorische Fragen** seien ungelöst, schnelle Durchbrüche unsicher[38][39]. Merz

steht also in der Pflicht, die **laufende Energiewende (Wind, Solar, Speicher)** nicht zu vernachlässigen, während er auf neue Technologien setzt.

- **Kernfusion – große Versprechen, ferner Zeithorizont:** Merz' Vision einer Energiezukunft durch Kernfusion trägt zwar technologische Faszination, ist aber **auf absehbare Zeit rein theoretisch**. Der internationale ITER-Fusionsreaktor in Frankreich wird frühestens **2035 experimentell** funktionsfähig sein[40]. Selbst optimistische Experten rechnen damit, dass **kommerzielle Fusionskraftwerke erst viele Jahrzehnte später** verfügbar sind[40]. Merz selbst räumt ein, dass diese „*Zukunftsmusik*“ wohl erst **aus dem Ruhestand** zu erleben sein wird[41]. Bis dahin bleibt Windkraft keine entbehrliche Randlösung, sondern die zentrale Säule der Stromerzeugung. **Auch neue Kernspaltungs-Technologien (SMR)** sind frühestens in den 2030ern marktreif – und auch hier fehlt es an erprobten Anlagen, Regulierung und Wirtschaftlichkeit. **Kurzum:** Die **Übergangsphase**, in der Erneuerbare die Hauptlast tragen müssen, wird eher **Jahrzehnte** dauern – genau die Zeitspanne, die Merz nennt. Doch anstatt Wind & Solar nur als temporäre Notlösung abzutun, weisen aktuelle Daten darauf hin, dass *diese* Technologien die realistischen Träger der Energiewende sind, während Kernkraft (ob Fusion oder neue Reaktoren) frühestens **mittel- bis langfristig** einen Beitrag leisten kann[34][38].

Zusammenfassend zeigt die Analyse: **Merz' Aussagen** – Windenergie als Übergangstechnologie und ein mögliches Comeback der Atomkraft – stehen **im Spannungsfeld mit den Realitäten** der Energiebranche. Zwar hat Merz recht, dass **bezahlbarer, stetiger Strom** ein zentrales Ziel bleibt und Fusion oder moderne Kernkraft langfristig attraktive Optionen scheinen. Doch **kurz- und mittelfristig** wird Deutschland auf den Ausbau der Erneuerbaren angewiesen sein, um seine Klimaziele zu erreichen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die von Merz skizzierten Alternativen **leiden unter hohen Kosten, langen Umsetzungszeiten und Unsicherheiten**, was ihre Realisierbarkeit bis 2030–2040 angeht. Selbst innerhalb seiner Koalition wurden daher vorsichtiger Töne angeschlagen: Eine **sofortige „Rückkehr zur Kernenergie“** ist nicht Beschlusslage, vielmehr setzt man auf **technologieoffene Forschung** (z. B. Fusionsförderung) ohne den laufenden Ökostrom-Ausbau zu stoppen[17][42]. Merz' Vorstellungen müssen sich letztlich an der Realität messen lassen – und die aktuellen Daten legen nahe, dass **Wind- und Solarenergie auf absehbare Zeit unverzichtbar** bleiben, während die Renaissance der Kernkraft in Deutschland (wenn überhaupt) nur mit großem Aufwand und spät erfolgen könnte[30][34].

Wie „ready“ sind H2-Ready Gaskraftwerke?

Stand Januar 2026

Friedrich Merz (CDU) hat Mitte Januar 2026 öffentlich erklärt, dass neue Gaskraftwerke in Deutschland gebaut werden könnten, **ohne von Anfang an wasserstofffähig sein zu müssen**. Bei einem Wirtschaftsempfang in Halle sagte er: „Der Unterschied zur Kraftwerkstrategie der Vorgängerregierung ist der, dass nun Gaskraftwerke gebaut werden könnten, ohne dass sie vom ersten Tag an wasserstofffähig sein müssten. Wir haben den Wasserstoff nicht, den wir dafür eigentlich bräuchten“^[1]. Merz betonte, die Anlagen könnten **zunächst mit Erdgas laufen und später nachgerüstet** werden, sobald genug Wasserstoff verfügbar sei^[2]. Damit weicht die aktuelle Regierung die strikte Vorgabe der Vorgängerregierung etwas auf – ursprünglich sollten neue Gasblöcke **von Beginn an „H2-ready“ ausgelegt** sein, um spätestens bis 2045 vollständig auf CO₂-neutralen Betrieb (z.B. mit Wasserstoff) umzustellen^[3].

Herstellerangaben: Stand der Technik bei H2-fähigen Gasturbinen

Turbinenhersteller wie Siemens Energy werben bereits aktiv mit „H2-ready“-Technologie. Siemens lieferte z.B. 2024 zwei SGT-800 Gasturbinen für das EnBW-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster, die vom TÜV SÜD als „**H2-Ready**“ **konzipiert** zertifiziert wurden^[4]. Diese Anlagen können zunächst Erdgas verstromen, sind aber „vollständig in der Lage, mit Wasserstoff zu laufen“ – d.h. technisch für einen späteren 100%-H₂-Betrieb ausgelegt^[5]. Siemens Energy sicherte EnBW vertraglich zu, dass die neuen Turbinen „bis zu 75 % Wasserstoff-Beimischung“ ab Inbetriebnahme vertragen und das Gesamtsystem auf **100 % H₂ vorbereitet** ist^[6]. Entsprechend plant EnBW, den Anteil grünen Wasserstoffs in Stuttgart-Münster schrittweise zu erhöhen und „ab Mitte der 2030er Jahre [...] bis zu 100 % Wasserstoff zu nutzen, sofern dieser in ausreichender Menge verfügbar ist“^[7].

Auch **GE Vernova (ehemals GE Gas Power)** verfolgt ähnliche Ziele. GE gibt an, dass „heute schon eine 50%-Wasserstoff-Fähigkeit für die Verbrennung in unseren größten Gasturbinen besteht“ und man durch F&E „die Wasserstoff-Brennerfähigkeit bis 2030 auf 100 % steigern“ will^[8]. Die gesamte Gasturbinen-Branche hat sich bereits 2019 das Ziel gesetzt, **bis spätestens 2030 Turbinen für reinen H₂-Betrieb** verfügbar zu machen^[9]. Auch andere Hersteller wie Mitsubishi Power haben erste H₂-fähige Großturbinen geliefert (z.B. für ein Projekt in Utah, USA) und erproben schrittweise höhere H₂-Quoten (typisch zunächst ~30 %, später 100 % in den 2030ern) – entsprechende Pilotprogramme laufen in firmeneigenen Testzentren (z.B. Takasago Hydrogen Park) und bei Kundenprojekten^{[6][8]}. Insgesamt bestätigen die OEMs (Originalgerätehersteller) also Merz' Grundannahme, dass moderne Gasturbinen *prinzipiell* für einen zukünftigen Wasserstoffeinsatz vorbereitet werden können. TÜV SÜD hat gemeinsam mit Siemens sogar einen Standard für „**H2-Ready**“-**Zertifizierung** entwickelt, um Investoren klare Kriterien an die Nachrüstbarkeit auf Wasserstoff zu geben^{[10][11]}.

Können heutige Gasturbinen mit Wasserstoff betrieben werden?

Teilbetrieb mit Wasserstoff-Blending ist bereits heute möglich, vollständiger H₂-Betrieb erfordert jedoch weitere Entwicklung:

- **Niedrige Beimischungsraten:** Ältere Bestands-Gasturbinen und heutige Gasnetze sind derzeit oft nur für geringe H₂-Beimischungen ausgelegt. Bereits „bis ~5 % Wasserstoffanteil (Vol.)“ im Erdgasgemisch sind meist **ohne Hardware-Änderung** handhabbar, in einigen Fällen werden sogar „nur 1 %“ als Limit genannt^[12]. Die

deutsche Gasnetz-Branche setzt schrittweise Obergrenzen (zunächst 2–3 %, später 5–10 % vol.), um bestehende Anlagen nicht zu gefährden[13]. Solche kleinen Quoten haben allerdings nur geringen Effekt auf die CO₂-Emissionen – z.B. ergibt **60 % H₂ (Vol.)** erst ca. 31 % CO₂-Einsparung gegenüber reinem Erdgas[14].

- **Hohe Beimischungsraten:** Moderne Turbinen können deutlich höhere H₂-Anteile vertragen, sofern Brenner und Steuerung dafür angepasst wurden. Beim neuen EnBW-Kraftwerk in Stuttgart sind 75 % H₂-Beimischung vom Start weg zugesichert[6]. In Wien wurde 2023 an einer 395-MW-Gasturbine vom Typ Siemens 4000F erstmals ein Feldversuch mit 15 % grünem H₂ erfolgreich durchgeführt; mittelfristig soll dort auf 30 % erhöht werden[15]. Dieses Projekt in der Wiener Donaustadt ist weltweit einer der ersten H₂-Tests an einer so großen Gasturbine im kommerziellen Betrieb – es zeigte bereits, dass **Umbauten an Brennern und Steuerung** die 15%-Beimischung problemlos erlaubten[16][15]. Laut Wien Energie werden bei 15% H₂ rund 33.000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart[17].
- **Vollbetrieb (100 % H₂):** Kleinere Turbinen und industrielle Gasturbinen können in Pilotversuchen bereits vollständig mit Wasserstoff laufen. Ein EU-gefördertes Konsortium (Projekt **HYFLEXPOWER**) hat im Oktober 2023 in Frankreich eine modifizierte Siemens SGT-400 Turbine erfolgreich mit reinem Wasserstoff betrieben[18]. Dabei konnte diese 12-MW-Klasse-Turbine flexibel mit 0–100 % H₂ oder Erdgas arbeiten[19]. Auch GE berichtet Betriebserfahrung mit speziellen Turbinen bei bis zu 100 % Wasserstoff in Einzelfällen (z.B. in Industriegas-Anwendungen)[20]. Allerdings sind solche 100%-Tests bisher auf **kleinere Turbinen oder Laborumgebungen** beschränkt. Große Kraftwerks-Gasturbinen (Klasse 300–400 MW) wurden noch nirgendwo im Dauerbetrieb mit 100% H₂ befeuert – hier werden zunächst schrittweise höhere Anteile erprobt, um die Flammenstabilität und Materialien unter realen Bedingungen zu testen[21]. Siemens Energy betont z.B., dass man „bei kleineren Gasturbinen bereits 2023 mit bis zu 100 % Wasserstoff arbeiten“ könne, **bei größeren Anlagen jedoch den H₂-Anteil aus technischen und infrastrukturellen Gründen nur sukzessive steigern** kann[21].

Fazit: Heutige neue Gasturbinen sind oftmals „H₂-ready“ im Sinne einer vorbereiteten Konstruktion, die eine erhebliche H₂-Beimischung ermöglicht und perspektivisch auf 100% umgerüstet werden kann. Bereits jetzt kann man einige Prozent bis zweistellige Prozentsätze Wasserstoff im Erdgas mitverbrennen, ohne die Anlage zu beschädigen. Eine **vollständige Umstellung auf 100% Wasserstoff** wird jedoch meist erst nach weiteren Entwicklungsschritten, Umbauten und – vor allem – ausreichender Wasserstoff-Verfügbarkeit in der Zukunft erfolgen (Zielkorridor meist 2030–2035).

Hürden beim Umstieg auf Wasserstoffbetrieb

Trotz der technischen Machbarkeit gibt es **erhebliche Herausforderungen** auf dem Weg vom Erdgas- zum Wasserstoffbetrieb:

- **Verbrennungstechnische Herausforderungen:** Wasserstoff hat eine deutlich höhere Flammgeschwindigkeit und ein anderes Verbrennungsverhalten als Methan. Das birgt *Risiken von Rückzündungen* (Flame Flashback) und ungewollten Schwingungen in der Brennkammer. Um hohe H_2 -Anteile sicher zu verbrennen, sind **neue Brennertechnologien** nötig. Die Betreiber-Vereinigung VGB (vgbe) erklärt, dass ab etwa 25 % H_2 -Brennstoffanteil meist eine **komplett neue Generation von Brennern** und gegebenenfalls vergrößerte Brennkammern erforderlich sind[22]. Unterhalb von ~5–6 % H_2 genügen oft kleine Anpassungen oder Regelupdates[23][24], zwischen ~6 % und 25 % H_2 sind Retrofit-Lösungen bedingt möglich, aber jenseits davon muss tief in die Konstruktion eingegriffen werden. **Hersteller wie Siemens, GE, Mitsubishi** haben daher spezielle *Dry Low NO_x (DLN)-Brenner* bzw. neue wasserstofftaugliche Brennersysteme in Entwicklung, um auch bei hohen H_2 -Raten eine stabile und emissionsarme Verbrennung sicherzustellen[8][21].
- **NO_x-Emissionen:** Beim Verbrennen von Wasserstoff entstehen zwar kein CO₂, aber potenziell mehr **Stickoxide (NO_x)** als bei Erdgas, da Flammentemperaturen höher sein können. Das Emissionsverhalten muss deshalb genau betrachtet werden. Vgbe weist darauf hin, dass bei 100% H_2 -Betrieb der **Wasserdampfgehalt im Abgas** steigt, was bei der üblichen Messung (normiert auf trockene Abgase) die NO_x-Werte optisch erhöhen kann[25]. Man muss also ggf. die **Grenzwerte und Messverfahren anpassen**, um H_2 -Betrieb fair zu bewerten[26][27]. Technisch stehen zur NO_x-Reduktion bewährte Methoden zur Verfügung – z.B. **Wasser-/Dampfeinspritzung** in die Brennkammer, was die Verbrennung kühlt[28]. Moderne H_2 -Brennerdesigns versuchen allerdings, *ohne* solche Nebenaggregate auszukommen, indem sie die Flamme durch Magerverbrennung und ausgeklügelte Luftstufung kühlen. Erste Tests (wie in Wien bei 15% H_2) zeigen, dass die NO_x-Emissionen beherrschbar bleiben; trotzdem gelten **strenge Auflagen im Genehmigungsverfahren**, um die Einhaltung von NO_x-Grenzwerten auch im Wasserstoffbetrieb sicherzustellen[29][30].
- **Material und Sicherheit:** Wasserstoffmoleküle sind sehr klein und diffusionsfreudig – sie können Materialien versprühen (**Wasserstoffversprödung** bei Stählen) und leichter entweichen. Daher müssen viele Komponenten eines Kraftwerks **überprüft und ggf. angepasst** werden: Rohrleitungen, Dichtungen, Ventile, Mess- und Regeltechnik, Flammensensoren und Explosionsschutz benötigen oft spezielle Ausführungen für H_2 [31][32]. Vgbe betont, dass jedoch **kein komplett neues Turbinen-Design** erfunden werden muss: Man kann auf bewährten Gasturbinenkonzepten aufbauen und diese gezielt *„nachrüsten“*, anstatt das Rad neu zu erfinden[33][34]. Wichtig ist insbesondere der **Brenner und Brennraum** (dort findet die Wasserstoff-Verbrennung statt), aber auch *Materialwahl* (z.B. beschichtete Schaufeln, die den anderen Flammencharakter und Feuchtigkeitsgehalt verkraften), Brandschutz (Wasserstoff detektiert man anders als Erdgas) und das Turbinenregelungssystem sind anzupassen[35]. Ziel der Hersteller ist, all diese Anpassungen so zu gestalten, dass die **Lebensdauer** der Anlage *nicht leidet*. So schreibt GE etwa, dass neue H_2 -Brennersysteme entwickelt werden, *„damit die Lebensdauer nicht verkürzt wird im Vergleich zum Erdgasbetrieb“*[36]. In der Praxis

werden dazu ausgedehnte Tests und Materialprüfungen gefahren, bevor ein Serien-Upgrade freigegeben wird.

- **Wirkungsgrad-Einflüsse:** Erfreulicherweise muss ein Wasserstoff-Umbau **keinen gravierenden Effizienzverlust** bedeuten. Die größten modernen Gaskraftwerke (GuD) erreichen heute Wirkungsgrade von ~62–64% (Bestwert) im Erdgasbetrieb. Hersteller geben an, dass ähnlich hohe Wirkungsgrade auch mit H_2 erreichbar sind[37]. In Wien ergab die Modernisierung der 20 Jahre alten Anlage (inkl. neuer H_2 -tauglicher Komponenten) sogar einen „*höheren Wirkungsgrad als bisher*“ im GuD-Betrieb[38]. Allerdings muss man beachten, dass **Wasserstoff pro Volumen weniger Heizwert** hat als Erdgas – für die gleiche Leistung muss etwa die **3-fache Volumenmenge** H_2 geliefert werden[39]. Das erfordert leistungsfähigere Brennstoffventile und -leitungen. Ist die Turbine darauf ausgelegt (oder nachgerüstet), bleibt der thermodynamische Wirkungsgrad ähnlich. Andernfalls könnte bei 100% H_2 ein geringfügiger Leistungsabfall auftreten, falls z.B. die Brennstoffversorgung zum Engpass wird. Generell sehen Fachleute aber **keine unlösbaren Effizienzprobleme**: in einem Wasserstoff-GuD lässt sich die Abwärme genauso in einer Dampfturbine nutzen wie bei Erdgas. Somit hängt der Wirkungsgrad eher vom **Anlagendesign** (GuD vs. offene Gasturbine) als vom Brennstoff ab. Ein potenzieller Nachteil von H_2 ist, dass durch nötig werdende **Teillastbetrieb** oder zusätzliche NO_x -Minderungsmaßnahmen (z.B. Verdünnung mit Dampf) die Effizienz im Realbetrieb etwas geringer ausfallen könnte. Hierzu laufen jedoch noch Untersuchungen; bislang deuten Pilotprojekte darauf hin, dass ein gut optimierter H_2 -Betrieb effizient und konkurrenzfähig sein kann[38].
- **Wasserstoffreinheit:** Für den Einsatz in Turbinen muss Wasserstoff eine **sehr hohe Reinheit** aufweisen. **Verunreinigungen** wie Feuchtigkeit (Wasserdampf), Sauerstoff, Schwefelverbindungen oder Stickstoff können die Turbinenperformance beeinträchtigen oder zu Schäden führen. Fachquellen betonen, dass H_2 im Kraftwerk „*strengen Reinheitsanforderungen genügen muss, um die Leistung der Gasturbinen nicht zu beeinträchtigen*“. Insbesondere **Feuchte** fördert Korrosion und mindert den Brennwert, **Sauerstoff** im H_2 kann zu gefährlichen Oxidationsreaktionen führen, und **Stickstoff** verdünnt den Brennstoff (nutzlose Ballastmasse)[40][41]. In der Praxis bedeutet dies, dass der gelieferte Wasserstoff z.B. frei von Schwefel (kein H_2S), trocken und nahezu frei von O_2 sein muss – Pipeline-Wasserstoff wird daher mit Reinheiten von 99,9% und besser angestrebt. Die Einhaltung dieser Qualität erfordert Messtechnik und Aufbereitung (Trocknung, Filter), was eine zusätzliche infrastrukturelle Herausforderung darstellt[40][42]. Für Pilotanlagen, die H_2 aus Elektrolyse vor Ort nutzen, ist dies meist unproblematisch (Elektrolyse liefert sehr reinen Wasserstoff); bei importiertem oder reformiertem H_2 könnten jedoch *Reinigungsstufen* nötig sein.
- **Infrastruktur & Versorgung:** Die vielleicht größte Hürde ist die ausreichende **Wasserstoff-Verfügbarkeit zu wirtschaftlichen Preisen**. Merz selbst räumte ein: „*Wir haben den Wasserstoff nicht, den wir dafür eigentlich bräuchten*“[43]. Aktuell existiert in Deutschland noch **kein flächendeckendes H_2 -Pipelinennetz**, sondern nur erste regionale Projekte. Bis späten 2020er-Jahre soll zwar ein „Wasserstoff-Kernnetz“ entstehen, doch anfangs wird nicht überall H_2 im Überfluss verfügbar sein. **Transport und Speicherung** von Wasserstoff sind aufwändig: Ohne Pipeline muss er in Drucktanks oder verflüssigt per Lkw/Zug geliefert werden, was bei den benötigten Gasmengen (mehrere 100 MW Kraftwerke) logistisch schwierig und teuer ist. Außerdem sind die neuen Gaskraftwerke im Merz-Plan vor allem als **Reserve für Dunkelflauten**

vorgesehen[44][45] – das heißt, sie laufen nur wenige hundert Stunden im Jahr. Es stellt sich daher die Frage, ob man speziell für diese seltenen Einsatzzeiten eine vollständige H₂-Infrastruktur vorhält oder ob sie anfänglich doch mit Erdgas laufen werden.

Wirtschaftlich sind solche Spitzenlast-Kraftwerke mit teurem grünem Wasserstoff als Brennstoff derzeit nicht darstellbar, ohne staatliche Hilfe. Die Bundesregierung plant deshalb **Milliarden-Subventionen** für Bau und Betrieb dieser Anlagen[46]. Im Gespräch ist ein **Kapazitätsmarkt** ab 2032, bei dem Betreiber bezahlt werden, dass ihre (H₂-fähigen) Kraftwerke verfügbar sind – auch wenn sie nur selten laufen[47]. Zudem soll es Betriebskostenzuschüsse für den frühzeitigen Umstieg auf Wasserstoff geben[48]. Branchenvertreter wie EnBW-Vorstand Georg Stamatelopoulos betonen, man wisse noch nicht, „*wann grüner Wasserstoff in ausreichender Menge und zu bezahlbaren Preisen verfügbar sein wird*“, aber man bereite die Technik schon heute darauf vor[49]. Diese Unsicherheit spiegelt die infrastrukturelle Herausforderung: Es müssen **gleichzeitig** Erzeugung (Elektrolyse-Kapazitäten), Transportnetze und Abnehmer (z.B. Kraftwerke) ausgebaut werden, damit der Umstieg gelingt. Bis dahin kann **Erdgas als Brückenkraftstoff** dienen – allerdings nur bis spätestens 2045, wenn Klimaneutralität erreicht sein soll. Gaskraftwerke, die bis dahin nicht auf H₂ oder CO₂-Abscheidung umgestellt sind, würden dann zum Problem.

Einschätzung: Ist Merz' Aussage zutreffend oder überzogen?

Merz' Aussage, dass geplante Gaskraftwerke für den **späteren Wasserstoffbetrieb geeignet** seien, ist im Kern **technisch zutreffend, aber vereinfacht** dargestellt. Die aktuellen Regierungspläne verlangen explizit, dass alle neuen Anlagen „**H2-ready**“ **gebaut** werden[3] – also konstruktiv so, dass eine Umrüstung auf H₂ möglich ist. Hersteller und Zertifizierer bestätigen, dass dies machbar ist und bereits umgesetzt wird (Siemens Energy erhielt z.B. 2023 das erste TÜV-Zertifikat für ein H₂-fähiges Kraftwerkskonzept)[50][51]. Insofern ist Merz' Kernaussage *nicht* aus der Luft gegriffen: Neue Gasturbinen von Siemens, GE & Co. sind tatsächlich darauf ausgelegt, **mittelfristig mit Wasserstoff zu laufen**.

Allerdings könnte der Satz, man brauche H₂-Fähigkeit „nicht vom ersten Tag an“, fehlinterpretiert werden. **Kritiker** befürchten, dass dies als Freifahrtschein verstanden wird, jetzt Erdgas-Kapazitäten zu bauen, ohne ernsthaften Druck zur Dekarbonisierung. Merz meint damit wohl vor allem, dass die **tatsächliche Nutzung von H₂ erst später erfolgen** kann – denn gegenwärtig fehlt der Brennstoff. Das ist realistisch: Bis 2030 wird grüner Wasserstoff in Deutschland noch knapp und teuer sein. **Technisch** sollte man aber *trotzdem* frühzeitig sicherstellen, dass die Anlagen aufrüstbar sind, damit kein „Lock-In“ in neue Fossil-Infrastruktur entsteht. Genau das wird ja durch die H2-ready-Vorgaben und TÜV-Zertifikate adressiert. **Überzogen wäre Merz' Aussage nur dann**, wenn sie suggerierte, die Umstellung auf Wasserstoff sei automatisch und problemlos. Die oben genannten Hürden zeigen, dass es sich um einen komplexen Prozess handelt, der umfangreiche Investitionen, Umbauten und einen parallelen Aufbau der Wasserstoffwirtschaft erfordert. **Merz' Aussage ist technisch nicht falsch**, aber sie *blendet die praktischen Schwierigkeiten* etwas aus. So warnen Umweltverbände, man dürfe sich nicht darauf verlassen, dass Wasserstoff rechtzeitig und in ausreichender Menge kommt – neuen Gaskraftwerken ohne klare Dekarbonisierungsstrategie drohe sonst das Schicksal von **Stranded Assets** (fehlgeplante Investitionsruinen). Die Merz-Regierung hat dem entgegen jedoch Ziele und Anreize gesetzt (Umrüstung bis spätestens 2045, Förderungen)[52], um sicherzustellen, dass die **Dekarbonisierung der Kraftwerke tatsächlich erfolgt**.

Zusammengefasst: Merz' öffentliche Aussage spiegelt die aktuell vorherrschende Strategie wider, neue Gaskraftwerke als „Wasserstoffbrücken“ zu bauen. **Technisch ist das Konzept fundiert** – moderne Gasturbinen können mit entsprechenden Anpassungen vollständig auf H₂-Betrieb umgestellt werden, wie Herstellerangaben, Zertifizierungen und erste Pilotprojekte belegen. **Zeitlich und infrastrukturell** ist die Umsetzung jedoch anspruchsvoll: In den 2020er-Jahren werden diese Kraftwerke noch überwiegend mit Erdgas laufen, da grüner Wasserstoff erst nach und nach in benötigtem Umfang verfügbar wird[2]. Ob Merz' Versprechen letztlich eingelöst wird, hängt deshalb weniger von den Turbinen selbst als von der **Entwicklung des Wasserstoffmarkts** ab. Technisch gibt es bis dahin noch einzelne Baustellen (Brennerentwicklung, NOx-Minderung, Materialfragen), aber die Branche arbeitet intensiv daran. Es ist also **weder pure Beschönigung noch sofortige Realität**, sondern ein **Versprechen für die Zukunft**, das mit konkreten Fahrplänen unterlegt ist. Entscheidend wird sein, dass Politik und Industrie den Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur ebenso konsequent vorantreiben wie den Kraftwerksbau – nur dann werden Merz' H₂-Ready-Gaskraftwerke im nächsten Jahrzehnt tatsächlich ihren Brennstoff wechseln können und Deutschlands Klimaziele unterstützen.

Beispiel EnBW und das Konzept wasserstoffbetriebener Gaskraftwerke

Öffentliche Aussagen von EnBW zu H₂-Gasturbinen (Herbst 2025)

EnBW hat Ende 2025 **keine offizielle Absage** an Wasserstoff als Brennstoff für Gaskraftwerke verkündet. Im Gegenteil: Das Unternehmen nahm im Oktober 2025 in Stuttgart-Münster sein erstes „wasserstofffähiges“ Gas- und Dampfkraftwerk in kommerziellen Betrieb – mit dem Versprechen, dieses ab Mitte der 2030er Jahre *auf bis zu 100 % Wasserstoff umzurüsten, sofern ausreichend Wasserstoff verfügbar ist*[1]. **Dieses Kraftwerk ersetzt alte Kohlekessel und soll vorerst mit Erdgas laufen; EnBW betont aber, dass die Anlage als H₂-ready vorbereitet wurde und künftig zur Dekarbonisierung beitragen soll**[2]. Auch weitere geplante EnBW-Gaskraftwerke (z.B. in Karlsruhe, Altbach/Deizisau und Heilbronn) werden als „Wasserstoff-ready“ angekündigt[3]. Wichtig: In allen öffentlichen Verlautbarungen **verweist EnBW jedoch auf Bedingungen – insbesondere die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff – und vermeidet absolute Zusagen. EnBW-Vorstand Peter Heydecker relativierte bei der Vorstellung des Stuttgarter Kraftwerks ausdrücklich, *man könne erst in den 2030er Jahren auf H₂ umstellen, „wenn dieser dann in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht“***[4]. Diese vorsichtige Formulierung zeigt, dass EnBW den künftigen Einsatz von Wasserstoff zwar einplant, **aber von externen Faktoren abhängig macht und nicht als gesichert** ansieht.**

Hinweise auf technische und wirtschaftliche Hürden

Indirekt ließ EnBW erkennen, dass der Wasserstoff-Einsatz in Gasturbinen mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist. Auf Medienanfragen antwortete EnBW im Herbst 2025 ausweichend zu Details: **Ob bestehende Turbinen wirklich ohne zusätzliche Umbauten mit reinem H₂ laufen können, ließ das Unternehmen offen**, da es „dafür noch zu früh“ sei[5]. Ebenso unbeantwortet blieben Fragen, **woher der benötigte Wasserstoff kommen soll und ab wann ein wirtschaftlicher Betrieb mit H₂ möglich wäre**[6]. Diese Zurückhaltung deutet darauf

hin, dass EnBW selbst die **Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit** des H₂-Betriebs noch unsicher einschätzt. In einer im April 2025 vorgestellten Studie propagierte EnBW zwar einen „**pragmatischeren Umgang mit blauem Wasserstoff**“ (aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung) als kostengünstige Zwischenlösung[7]. Doch grüner Wasserstoff in großen Mengen ist auf absehbare Zeit knapp und teuer – was EnBW als Problem für die **Bezahlbarkeit der Energiewende** hervorhebt[8][9]. Eine Analyse der *Kontext Wochenzeitung* fasst die Lage Ende 2025 so zusammen: **Wasserstoff in der Energieversorgung bleibt vorerst mehr ein Hoffnungsthema**. Es fehlt noch an ausreichender **erneuerbarer Erzeugung**, eine teure **Infrastruktur** (Transport, Speicherung) muss erst aufgebaut werden, und **Wirkungsgrad-Verluste** entlang der Kette sind ein Problem – *wasserstoffbasierte Wärme und Strom müssten deutlich effizienter werden*, um konkurrenzfähig zu sein[10]. Selbst wenn all dies gelingt, bleibe fraglich, ob der teure grüne Wasserstoff im Wärmesektor sinnvoll eingesetzt wird oder nicht eher dort, „*wo es keine klimaneutralen Alternativen gibt*“ (z.B. Stahlindustrie, Luftfahrt)[11]. Diese Argumente zeigen, dass **EnBW die Wasserstoff-Idee zwar nicht verwirft**, aber sehr wohl die **praktischen Hürden** sieht.

Erwähnung von Turbinenherstellern und technischen Grenzen

In EnBW-nahen Veröffentlichungen wurden auch **Hersteller wie Siemens Energy** genannt, allerdings meist im Kontext von technischen Zusagen. So hatte Siemens Energy zugesichert, dass die in Stuttgart eingesetzten Turbinen vom Typ SGT-800 **ab Auslieferung 2025 bis zu 75 Vol-% Wasserstoff** im Brennstoff vertragen können[12]. Eine komplette Umstellung auf 100 % H₂ sei für die Mitte der 2030er angepeilt[13]. **Gleichzeitig** ist branchenweit bekannt, dass aktuelle Gasturbinen bei reinem Wasserstoffbetrieb **neue Probleme mit sich bringen**: Fachstudien betonen, dass Wasserstoffflammen heißer verbrennen und „*bekannte Probleme wie hohe Stickoxid-Emissionen und unerwünschte Verbrennungsdynamiken verschärfen*“, was konstruktive Anpassungen erfordert[14]. Hersteller wie Siemens, GE und Mitsubishi arbeiten zwar an neuen **Brennkammer-Designs und Materialien**, um diese NO_x-Problematik und Effizienzverluste in den Griff zu bekommen, doch **kommerzielle 100%-H₂-Turbinen** waren Ende 2025 **noch nicht verfügbar**[15]. EnBW selbst hat öffentlich auf diese technischen Details kaum im Einzelnen hingewiesen, aber **zwischen den Zeilen** wird klar: Man ist sich bewusst, dass der Betrieb von Gasturbinen mit Wasserstoff *kein Selbstläufer* ist. Beispielsweise müsste auch die **Anbindung der Kraftwerke ans geplante H₂-Pipelinennetz** erst gesichert werden[16][17]. Summa summarum signalisiert EnBW in seinen Projektdarstellungen und Interviews eine **zurückhaltende Zuversicht**: Man hält an H₂-ready-Gaskraftwerken als Zukunftsoption fest, weist aber zugleich darauf hin, dass **technische Machbarkeit, Brennstoff-Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit** erst noch bewiesen werden müssen.

Fazit: Kein offizielles Scheitern, aber verhaltener Ausblick

EnBW hat das Modell der H₂-Gasturbine Ende 2025 nicht offiziell verworfen, doch die öffentliche Kommunikation ist merklich nüchtern. In Pressemeldungen und auf der Hauptversammlung unterstrich der neue EnBW-Chef Georg **Stamatelopoulos** weiterhin, dass **wasserstofffähige Gaskraftwerke ein wichtiger Baustein** für Versorgungssicherheit und Klimaneutralität sein sollen[18][19]. Zugleich machte er klar, dass dafür „*stabile Rahmenbedingungen*“ nötig sind – sprich: politische Förderung und ein Marktdesign, das den Bau und Betrieb dieser Anlagen wirtschaftlich ermöglicht[19]. Konkrete **Projektabbrüche** oder einen **Rückzug aus der H₂-Strategie** gab es bei EnBW bis Ende 2025 **nicht**. Allerdings verzögerten sich die Regierungs-Pläne für neue Gaskraftwerke (die Ampel-Regierung scheiterte 2024/25 mit ihrem Kraftwerksgesetz)[20], und die neue Bundespolitik unter Ministerin Katherina

Reiche (CDU) setzte verstärkt auf konventionelle Gaskraftwerke **ohne strikte H₂-Vorgabe**^{[21][22]}. EnBW reagierte darauf pragmatisch: Man **wartet die Ausgestaltung** von Ausschreibungen und Förderbedingungen ab, bevor man Milliarden in weitere Anlagen investiert^{[23][24]}. Insgesamt lässt sich Ende 2025 feststellen, dass EnBW **öffentlich nie von einem „gescheiterten“ Wasserstoff-Konzept sprach**, aber durchaus **realistisch auf die Limitierungen** hinwies. Die H₂-Gasturbine wird von EnBW *als langfristige Lösung* dargestellt – mit vorsichtigem Optimismus, aber auch dem **impliziten Eingeständnis**, dass ihr Erfolg von vielen unsicheren Faktoren abhängt^{[5][10]}. Insofern **bewertet EnBW das Modell nicht als gescheitert**, wohl aber **zurückhaltend und mit Bedingungen versehen**. Die **offizielle Linie** bleibt: Man setzt auf H₂-Optionen, **falls und sobald** diese machbar und verfügbar sind – bis dahin erfüllen die neuen Gaswerke ihre Rolle mit Erdgas und ggf. *Übergangslösungen* wie blauem Wasserstoff^{[7][9]}.

Stromgestehungskosten eines H₂-Gaskraftwerks und Perspektiven für grünen Wasserstoff

Stromgestehungskosten bei 100 % grünem Wasserstoff im GuD-Kraftwerk

Ein modernes Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GuD) erreicht einen hohen Wirkungsgrad von etwa **60 %** (im Vergleich: offene Gasturbinen ~40 % Wirkungsgrad)^[1]. Das bedeutet, dass ca. 60 % des Energiegehalts des Brennstoffs in Strom umgewandelt werden. Wasserstoff hat einen Energiegehalt von rund **33,33 kWh pro kg H₂** (unterer Heizwert). Damit lässt sich überschlägig berechnen, wie viel Wasserstoff ein GuD-Kraftwerk für 1 MWh Strom benötigt:

- **Brennstoffbedarf:** Für 1 MWh elektrischen Strom (1000 kWh) sind bei 60 % Wirkungsgrad etwa **1,67 MWh** Wasserstoff-Energie nötig (1000 kWh / 0,60). Das entspricht ungefähr **50 kg H₂ pro MWh** Strom, denn 1 kg H₂ liefert ~33,3 kWh. (Bei niedrigerem Wirkungsgrad von z.B. 40 % würde der Bedarf ~2,5 MWh H₂ bzw. ~75 kg H₂ pro MWh Strom betragen.)
- **Aktuelle H₂-Preise:** Grüner Wasserstoff kostet derzeit – je nach Quelle und Produktionsmethode – etwa **5 bis 10 € pro kg**. Beispielsweise lag der Preis im September 2024 bei rund **5 €/kg** für grünen H₂^[2]. An öffentlichen H₂-Tankstellen wurden 2024 sogar bis zu ~9–10 €/kg verlangt^[3]. Für die Berechnung nehmen wir eine Spanne von 5 €/kg (eher optimistische Großabnehmer-Kosten) bis 10 €/kg (heutiger Endkundenpreis) an.
- **Stromgestehungskosten (LCOE) Berechnung:** Bei **5 €/kg H₂** ergeben sich allein aus den Brennstoffkosten etwa **250 € pro MWh** Strom (50 kg * 5 €) – das sind **25 Cent/kWh**. Bei **10 €/kg H₂** lägen die Kosten sogar bei **500 € pro MWh** (50 kg * 10 €), also **50 Cent/kWh**. Zum Vergleich: Ein GuD-Kraftwerk mit Erdgas erreicht laut Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten von nur ca. **10,9–18,1 Ct/kWh**^[4]. **Wasserstoff-Strom ist also um ein Vielfaches teurer**. Bereits *Fraunhofer ISE* hat berechnet, dass neue Wasserstoff-Gaskraftwerke auf **40,1 bis 60,5 Ct/kWh** Stromgestehungskosten kommen – hauptsächlich aufgrund der hohen H₂-Brennstoffkosten^[5]. Diese Werte liegen um den

Faktor 5–6 über den aktuellen Stromgestehungskosten von Photovoltaik oder Windstrom (die nur einstellige Cent-Beträge pro kWh erreichen) und sind selbst deutlich höher als Strom aus Erdgas oder Kohle.

Rechenbeispiel: Angenommen, grüner Wasserstoff kostet **8 €/kg** (entspricht etwa 240 € pro MWh H₂). Bei 60 % Wirkungsgrad braucht man ~1,67 MWh H₂ für 1 MWh Strom. Die reinen Brennstoffkosten wären dann **1,67 * 240 = 400 € pro MWh**, also **40 Ct/kWh**. Selbst wenn der Wirkungsgrad in der Praxis etwas niedriger ausfällt (z.B. 50 %), bleiben die Stromgestehungskosten in einer ähnlichen Größenordnung (dann ~48 Ct/kWh bei 8 €/kg H₂). Damit wird klar: **Aktuell ist die Stromerzeugung aus 100 % grünem Wasserstoff extrem teuer** im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken. Ohne massive Förderungen oder deutlichen Preiserückgang beim H₂ ist ein wirtschaftlicher Dauerbetrieb solcher H₂-Kraftwerke kaum darstellbar. Sie kämen allenfalls als Reserve-/Spitzenlastkraftwerke mit wenigen Volllaststunden zum Einsatz, da erneuerbarer Strom (PV/Wind) viel günstiger ist[6][7].

Prognosen zur Preisentwicklung von grünem Wasserstoff bis 2030 und 2040

Kurzfristig (heute bis 2030) erwartet die Branche zwar Kostensenkungen, aber die Prognosen klaffen auseinander. Frühere Studien waren oft **zu optimistisch**. So prognostizierte eine Wuppertal-Institut-Metastudie H₂-Gestehungskosten von **2,5–4,5 €/kg in 2030**, und die Internationale Energieagentur (IEA) schätzte für 2024 sogar **~4 €/kg** in Deutschland[8]. *Reale Markterwartungen* liegen deutlich höher: Laut einer Umfrage der Forschungsgesellschaft FfE erwarten Projektentwickler für 2024 Preise von **9,25 bis 13,25 €/kg** und im Jahr **2030 etwa 6 bis 10 €/kg** für grünen Wasserstoff[3]. Diese Diskrepanz ergibt sich, weil viele Idealannahmen (sehr günstiger Überschussstrom, drastische Skaleneffekte bei Elektrolyseuren, etc.) in der Praxis nicht sofort erreichbar sind[9][10]. Realistisch dürfte grüner Wasserstoff bis 2030 in Europa also eher im oberen einstelligen Euro-Bereich liegen (vielleicht um 6–8 €/kg gegen Ende des Jahrzehnts, sofern Ausbau und Skalierung voranschreiten).

Mittelfristig bis 2040 rechnen Szenarien mit weiter sinkenden Kosten, jedoch ist unklar, wie weit. Einige internationale Analysen sind sehr optimistisch: IRENA und der Hydrogen Council sehen bei massiver Skalierung bis 2050 mögliche Produktionskosten in sonnenreichen Regionen von nur noch **2,4 Ct/kWh H₂**[11] – das entspricht unglaublich niedrigen **0,8 € pro kg** (allerdings unter Idealbedingungen in z.B. Australien, Nahost oder Nordafrika). Für **2030** nennen die gleichen Studien je nach Land **3,5–7 Ct/kWh** (ca. 1,2–2,3 €/kg) als Bandbreite[12]. **Diese Werte sind jedoch globale Bestfälle**. In Deutschland bzw. Europa mit höherem Strompreisniveau dürften die Kosten länger höher bleiben.

Konkret hat die deutsche **Langfristszenarien-Studie (Fraunhofer ISI)** für importierten Wasserstoff folgendes angenommen: ein Preis von ca. **115 €/MWh** (≈3,45 €/kg) im Jahr 2025, der dann langsam fällt auf rund **82,5 €/MWh** – das sind **2,5 €/kg H₂** – um **2040**[13]. Ähnlich geht die Nationale Wasserstoffstrategie davon aus, dass Preise um **2–3 €/kg** langfristig erreichbar sind (ggf. sogar ~2 €/kg in 2045+). Allerdings weisen Forscher darauf hin, dass selbst 2045 ein H₂-Preis von **<90 €/MWh** (≈3 €/kg) keineswegs garantiert ist – vielmehr seien „**deutlich über 90 €/MWh in 2045**“ **realistischer**, da Produktion, Transport und Verteilung Kosten verursachen[14]. Mit anderen Worten: Auch 2040/2045 könnte grüner Wasserstoff in Europa durchaus noch **3–4 €/kg** kosten, sofern kein extremer Technologiedurchbruch die Kosten halbiert.

Zusammengefasst zeigen Prognosen Folgendes:

- **Bis 2030:** Erwarteter Preis in DE/EU etwa **6–8 €/kg** (optimistisch vielleicht 4–5 €, pessimistisch bis 10 €). Trotz Lernkurven wird grüner H₂ auf absehbare Zeit teurer bleiben als Erdgas (zumindest ohne CO₂-Kosten). Beispiele: Projektentwickler erwarten ~6–10 €/kg[3]; einige Studien sahen 4–5 €/kg, was aber derzeit nicht erreichbar scheint[15].
- **Bis 2040:** Möglicher Rückgang in Richtung **2–4 €/kg**. Unter besten Bedingungen (Import aus Wüstenregionen, billiger Ökostrom, Großanlagen) vielleicht am unteren Ende (~2 €), realistisch in Europa wahrscheinlich um **3 €/kg** plus/minus. Fraunhofer annimmt ~2,5 €/kg als Szenario-Wert um 2040[13], während Fraunhofer ISI warnt, dass >3 €/kg noch wahrscheinlich sind[14].
- **Langfristig (>2040):** Durch weltweiten Ausbau und Technologiereifung könnten Preise weiter fallen. Visionen der EU und des Hydrogen Council sehen grünen H₂ auf **~1–2 €/kg** irgendwann nach 2040–2050[16][17]. Das setzt aber massive Investitionen voraus. Für 2050 nennen IRENA/Hydrogen Council z.B. ~0,8–1 €/kg als mögliches Minimum in Top-Standorten[11]. Ob diese niedrigen Kosten in Europa jemals voll erreicht werden, bleibt abzuwarten.

Bewertung: Aus wirtschaftlicher Sicht ist grüner Wasserstoff *derzeit* noch **nicht konkurrenzfähig für die Stromerzeugung**, außer eventuell in Nischen. Die Brennstoffkosten allein treiben die Stromgestehungskosten auf **40–60 Ct/kWh**[5], was ein Vielfaches heutiger Strommarktpreise ist. Kurzfristig ändert sich daran wenig – H₂ bleibt teuer bis 2030.

Perspektivisch könnten sinkende H₂-Preise zusammen mit steigenden CO₂-Preisen auf fossile Brennstoffe dazu führen, dass grüner Wasserstoff *nach 2035–2040* schrittweise wirtschaftlicher wird. Insbesondere als **CO₂-freie Backup-Lösung** in einem erneuerbaren Stromsystem wird H₂-Strom langfristig als notwendig erachtet, auch wenn er teuer ist[6][18]. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von Förderinstrumenten, CO₂-Bepreisung und technologischen Lernkurven ab. Aktuell ist Wasserstoff-Strom nur mit Unterstützung rentabel (z.B. Kapazitätszahlungen für Reservekraftwerke) – doch langfristig (2040+) könnte er in speziellen Anwendungen *annähernd* konkurrenzfähig werden, falls die optimistischeren Kostensenkungen eintreten und fossile Alternativen durch Klimapolitik verteuert werden[19].

Auswirkungen des Staatsbesuchs in Saudi-Arabien (Jan. 2026) auf H₂-Importe und Politik

Im Januar 2026 besuchten Bundeskanzler **Friedrich Merz** und Energieministerin **Katherina Reiche** Saudi-Arabien mit dem erklärten Ziel, die Energiepartnerschaft auszubauen – insbesondere im Bereich Wasserstoff. **Konkrete Ergebnisse** dieses Besuchs wurden öffentlich bekannt gegeben:

- Die Regierungen beider Länder haben eine **Energie-Partnerschaft** besiegelt. Reiche unterzeichnete mit dem saudischen Energieminister eine neue **Absichtserklärung (MoU)** zur engeren Kooperation im Energiesektor[20]. Diese baut auf einer bereits 2021 vereinbarten H₂-Kooperation auf und soll nun „auf ein neues Level“ gehoben werden[20]. Im Mittelpunkt stehen dabei Wasserstoff und **Carbon-Management**, digitale Energietechnologien sowie der Aufbau **sicherer Lieferketten** für klimaneutrale Energieträger[21]. Politisch schafft dies einen Rahmen, um Investitionen und Projekte

rund um grünen Wasserstoff zu fördern (etwa gemeinsame Forschungsinitiativen, Standards, Zulassungen für H₂-Infrastruktur usw.).

- **Industrie-Abkommen für H₂-Importe:** Begleitend zum Staatsbesuch haben deutsche und saudische Unternehmen eine bedeutende Vereinbarung getroffen, um **grünen Wasserstoff in Form von Ammoniak zu importieren**. Konkret haben der saudische Energieentwickler **ACWA Power**, das deutsche Energieunternehmen **EnBW**, der Hafen **Rostock** und der Gasimporteureur **VNG** ein Memorandum of Understanding unterzeichnet, um einen **grünen Ammoniak-Korridor** zwischen Saudi-Arabien und Deutschland aufzubauen[22][23]. Geplant ist, dass in Saudi-Arabien günstig mit Solar- und Windstrom erzeugter Wasserstoff zu **Ammoniak (NH₃)** umgewandelt wird, welcher sich einfacher transportieren lässt[24]. Dieses grüne Ammoniak soll vom Rotmeer-Hafen **Yanbu** nach Rostock verschifft werden[25]. In Rostock will VNG eine **Cracker-Anlage** errichten, um das Ammoniak wieder in Wasserstoff aufzuspalten[26][27]. Der gewonnene Wasserstoff könnte dann ins deutsche H₂-Pipelinennetz eingespeist oder in Industriebetrieben und Kraftwerken genutzt werden – etwa zur Stromerzeugung in Zeiten, wenn zu wenig Wind/Solar verfügbar ist[28].
- **Zeitplan und Umfang:** Das geplante H₂-/NH₃-Produktionsprojekt in Saudi-Arabien (Region Yanbu) soll bis **2030** in Betrieb gehen[29]. Laut Pressemeldungen handelt es sich um eine Anlage von etwa **4 GW Elektrolyse-Kapazität**, die jährlich hunderttausende Tonnen grünes Ammoniak liefern kann (vergleichbar mit dem NEOM-Projekt). Ab 2030 könnte also ein nennenswerter Volumenstrom an grünem Wasserstoff (via Ammoniak) nach Deutschland fließen. ACWA Power erwägt sogar, sich an deutschen Import-Terminals oder Crackern finanziell zu beteiligen[30] – ein Zeichen für langfristiges Interesse an diesem Lieferweg. Während konkretere Mengen- oder Preisvereinbarungen nicht öffentlich genannt wurden, ist „Zuverlässigkeit“ und Kostensenkung das Ziel: Saudi-Arabien kann durch sehr günstigen Solarstrom H₂ vergleichsweise billig produzieren[24], was durch die Partnerschaft für Deutschland nutzbar gemacht werden soll.
- **NEOM und andere Projekte:** Das bekannte saudische **NEOM-Projekt** (in der Region Oxagon am Roten Meer) ist eines der größten H₂-Vorhaben der Welt – ~4 GW Elektrolyse sollen ab ca. 2026 jährlich rund 1,2 Mio. Tonnen grünes Ammoniak produzieren. Deutschland hat bereits seit 2021 ein Interesse signalisiert, von solchen Projekten Wasserstoff zu beziehen[20]. Der aktuelle Besuch dürfte dazu gedient haben, diese früheren Absichtserklärungen mit Leben zu füllen. Zwar wurde kein spezifischer NEOM-Liefervertrag verkündet, aber die nun vereinbarte **Ammoniak-Lieferkette über Yanbu** ist strategisch ähnlich gelagert (auch Yanbu liegt an der Rotmeer-Küste und könnte ggf. mit NEOM oder anderen saudischen H₂-Großanlagen verknüpft sein). Kurz: Die politische Stippvisite hat das Fundament gelegt, dass Saudi-Arabien als **Lieferant** und Deutschland als **Abnehmer** für grünen Wasserstoff enger zusammenrücken. Beide Seiten betonen, dass dies Teil der wirtschaftlichen Diversifizierung und Energiesicherheit ist[31][32].
- **H₂Global und bilaterale Instrumente:** Parallel zu solchen bilateralen Vereinbarungen läuft bereits das deutsche Förderprogramm **H2Global**, das mittels Auktionen den Import von grünem Wasserstoff und Derivaten finanziell unterstützt. Ende 2024 wurden die ersten H2Global-Verträge abgeschlossen – u.a. zur Lieferung von **grünem Ammoniak ab 2027** in die EU[33][34]. Gewinner der ersten Ausschreibung war Fertiglobe (ein Joint

Venture aus UAE/OCI), das bis 2033 insgesamt bis zu 397 000 Tonnen Ammoniak liefern soll[35][36]. Dies zeigt, dass Deutschland **konkrete Importmengen** per Ausschreibung sichert. Der Besuch von Merz und Reiche in Saudi-Arabien ergänzt diese Anstrengungen durch **direkte politische Abkommen**. Denkbar ist, dass zukünftige H2Global-Auktionen auch Angebote aus Saudi-Arabien (z.B. von ACWA/NEOM) berücksichtigen – der politische Rückenwind ist nun da. Außerdem wurde während der Reise über ein **bilaterales Abkommen** gesprochen, um ggf. Importe auch jenseits von H2Global zu ermöglichen (etwa feste Quoten oder langfristige Lieferverträge staatlich zu flankieren). Konkrete Preisvereinbarungen wurden aber **nicht öffentlich bekannt** – vermutlich, weil Preise letztlich von Auktionen bzw. Marktmechanismen ermittelt werden sollen und derzeit noch hoch sind. Die Absicht ist jedoch klar: Deutschland will einen Teil der **90–110 TWh Wasserstoffbedarf bis 2030** durch Importe decken[37], und Saudi-Arabien soll ein wichtiger Partner dafür sein.

Fazit: Der Staatsbesuch im Jan. 2026 hat **politische und praktische Weichen gestellt** für künftige grünen Wasserstoff-Importe. Er liefert keine sofortige Preissenkung, zeigt aber **konkrete Fortschritte**: Die Unterzeichnung eines Regierungs-MoU und mehrerer Unternehmens-MoUs (z.B. EnBW–ACWA) schafft Verlässlichkeit und Infrastruktur für den H₂-Handel[20][38]. Über Programme wie *H2Global* und ggf. zusätzliche bilaterale Abkommen wird Deutschland den Markthochlauf unterstützen, um grünen Wasserstoff bezahlbarer zu machen[19][33]. **Wirtschaftlich sinnvoll** ist grüner Wasserstoff zur Stromerzeugung *jetzt* noch kaum – er bleibt teuer und benötigt Förderung. **Perspektivisch** (in den 2030ern und erst recht ab 2040) wird er jedoch als unverzichtbarer Baustein der Klimastrategie gesehen, insbesondere für Anwendungen ohne Alternative (Industrieprozesse, saisonale Stromspeicherung und -erzeugung)[39][14]. Die Zusammenarbeit mit Saudi-Arabien und ähnlichen Exportländern soll dafür sorgen, dass bis dahin ausreichend *grüner H₂* zu möglichst niedrigen Kosten verfügbar ist.

Kostenstruktur für importierten Wasserstoff via Ammoniak (Saudi-Arabien → Deutschland)

Ausgangslage: Grüner Wasserstoff aus Saudi-Arabien

Saudi-Arabien gilt als einer der günstigsten Produktionsstandorte für grünen Wasserstoff. Dank sehr niedriger Stromgestehungskosten aus Solar- und Windenergie können die Herstellkosten dort auf etwa 2 € pro kg H₂ oder sogar darunter sinken[1]. Eine aktuelle Schätzung nennt Produktionskosten von **~2,16 US\$ (≈2 €) pro kg grünen Wasserstoff** in Saudi-Arabien[1]. Bis 2030 halten Experten sogar Preise um **1,5 € pro kg** für möglich[2]. Diese niedrigen Kosten bilden die Basis der Lieferkette. Allerdings fällt zusätzlicher Aufwand an, um den Wasserstoff für den Transport verfügbar zu machen.

Umwandlung zu Ammoniak in Saudi-Arabien

Um den Wasserstoff über weite Strecken transportieren zu können, wird er mit Stickstoff (N₂) zu Ammoniak (NH₃) synthetisiert. Dieser Schritt erfolgt üblicherweise über das Haber-Bosch-Verfahren, bei ~300–500 °C und 150–350 bar mit Katalysatoren[3]. **Der Energieaufwand für die Ammoniaksynthese** umfasst vor allem:

- **Wasserstoff-Kompression:** Elektrolyseure liefern H₂ oft bei 20–30 bar; für Haber-Bosch sind ~150–200 bar nötig. Die zusätzliche Kompression erfordert Strom und verursacht früher ~einige % Verlust[4]. Wird der Elektrolyseur direkt auf höheren Druck ausgelegt (z.B. 30 bar), lassen sich Verluste reduzieren[5].
- **Luftzerlegung (ASU):** Stickstoff wird durch Luftzerlegung gewonnen, was ebenfalls Strom beansprucht[6].
- **Synthesereaktion:** Die exotherme Reaktion selbst setzt etwas Wärme frei, benötigt aber kontinuierliche Zirkulation des Gasgemischs und Kühlung. **Direkte Wasserstoffverluste treten in diesem Schritt kaum auf** – nahezu der gesamte zugeführte H₂ wird chemisch in NH₃ gebunden. Der **energetische Wirkungsgrad der H₂→NH₃-Konversion** liegt typischerweise bei **~85–95 %**, d.h. etwa 5–15 % der ursprünglich im Wasserstoff gespeicherten Energie gehen als Abwärme oder Stromverbrauch in Kompressor/ASU verloren[7][8]. Beispielsweise nennt eine Studie **~10–12 MWh Strom pro Tonne NH₃** bei erneuerbarer Produktion, was nahe dem theoretischen Minimum liegt[7]. Das entspricht grob **~50–70 kWh je kg H₂** für die Umwandlung und Nebenaggregate.

Kosten für die Ammoniaksynthese: Da in Saudi-Arabien erneuerbarer Strom sehr günstig ist (teils <0,02 €/kWh), fallen die reinen Synthesekosten vergleichsweise gering aus. Grobe Abschätzungen gehen von **<0,20 € pro kg H₂** für Haber-Bosch (Strombedarf) aus. Hinzu kommen Kapitalkosten der Anlage. Insgesamt liegen die **zusätzlichen Kosten, um H₂ in NH₃ zu überführen, bei wenigen Zehntel Euro pro kg H₂**. Oft werden sie in den Produktionskosten integriert ausgewiesen. So könnte grüner Ammoniak in Saudi-Arabien ab Werk z.B. **~1.000 \$/t NH₃** kosten (entspricht ~5,7 €/kg H₂-Gehalt)[9][10].

Zwischenfazit: Aus 1 kg H₂ (Energiegehalt ~33,3 kWh) erhält man chemisch etwa **5,65 kg NH₃**. Die Umwandlung verbraucht ~5–15 % der Energie, sodass diese 1 kg H₂ nun als NH₃ mit etwas reduzierter Energie verfügbar ist.

Transport per Schiff von Saudi-Arabien nach Deutschland

Flüssiges Ammoniak lässt sich bei -33 °C (oder bei Umgebungstemperatur unter moderatem Druck $\sim 10\text{ bar}$) transportieren[11][12]. Die dichte Speicherung ($121\text{ kg H}_2\text{ pro m}^3\text{ NH}_3$) ermöglicht effizienten Seetransport[13].

Transportstrecke: Von Saudi-Arabien (Rotes Meer oder Persischer Golf) bis Nordeuropa (z.B. Rostock oder Wilhelmshaven) sind rund **5.000–8.000 Seemeilen** ($9.000\text{--}15.000\text{ km}$) zurückzulegen. Spezialisierte LPG-/NH₃-Tanker übernehmen den Transport. Bestehende **Ammoniak-Tanker** (z.B. 50–60 Tausend Tonnen Ladung) können eingesetzt werden, die Infrastruktur in Hafenstädten (Tanks, Leitungen) ist teilweise bereits vorhanden[14][15].

Energie- und Kostenaufwand: Der Schiffstransport von Ammoniak ist relativ effizient im Vergleich zu flüssigem H₂. Quellen nennen **Transportkosten (inkl. Terminals) ab Entfernungen >5.000 km von rund 1–2 € pro kg H₂**[16]. Beispielsweise schätzt die IEA die Kosten für Versand + Rückumwandlung via NH₃ auf **1,9–2,2 \$ pro kg H₂**[17]. Der reine **Seetransport** macht davon etwa die Hälfte aus (also $\sim 0,5\text{--}1\text{ €/kg H}_2$) und der Rest entfällt auf die Rückumwandlung. Diese Größenordnung passt zu Frachtraten von ca. **100–120 \$ pro Tonne NH₃**[18]. Zusätzlich wird ein Teil des mitgeführten Ammoniaks als **Schiffsbrennstoff** genutzt: je nach Geschwindigkeit können $\sim 1\text{--}7\%$ der Ladung während der Reise verbraucht werden[19]. Realistischerweise rechnet man mit **$\sim 3\text{--}5\%$ Verlust** der NH₃-Fracht für den Antrieb (künftig könnte Ammoniak in den Schiffsmotoren direkt verbrannt werden, was die Emissionen senkt).

Lagerung und Handling: In Deutschland muss das Ammoniak entladen und zwischengespeichert werden (gekühlte Tanks oder Drucktanks). Hafen-Terminals für Ammoniak (teils bereits für Düngemittelimporte vorhanden) verursachen Kapitalkosten, die auf den Ammoniakpreis umgelegt werden. Dieser Infrastrukturkostenanteil ist in obigen $\sim 1\text{--}2\text{ €/kg H}_2$ bereits enthalten[16]. Dazu gehören auch Abschreibungen für Spezialtanks, Sicherheitsmaßnahmen (NH₃ ist toxisch) und ggf. Pipeline-Anbindungen im Hafen.

Cracking in Deutschland: Rückumwandlung zu Wasserstoff

Am Zielhafen (z.B. Wilhelmshaven, Rostock oder Brunsbüttel) wird das **grüne Ammoniak wieder zu Wasserstoff “gecrackt”**. Dabei wird NH₃ endotherm in H₂ und N₂ gespalten: typischerweise über Katalysatoren bei **500–800 °C** (teils $>700\text{ °C}$ für nahezu vollständige Spaltung)[20][21]. Technisch erreicht man heute **Ammoniak-Konversionsraten von $\sim 99\%$** bei $\sim 700\text{ °C}$ und 35 bar [20][21]. Vollständige Rückgewinnung ist aber schwierig; real bleibt ein kleiner Rest NH₃ und es müssen hohe Reinheitsanforderungen ($99,999\%\text{ H}_2$ für Brennstoffzellen) erfüllt werden[22].

Energiebedarf: Das Cracken ist stark energiebedürftig, da die Reaktion Wärme verbraucht (endotherm, ca. **0,75 MWh pro Tonne NH₃** entsprechen $\sim 4,3\text{ kWh/kg H}_2$ zusätzlich)[23][24]. Neben dieser Reaktionswärme geht ein Teil des chemisch gebundenen Wasserstoffs **als Energiequelle verloren**: Oft wird ein Anteil des Ammoniaks oder Wasserstoffs verbrannt, um die hohe Temperatur bereitzustellen. Eine Studie beziffert die **“Verluste durch H₂-Verbrauch” beim Cracken auf ca. 15 %** des H₂-Inhalts[8][25]. Insgesamt ergibt sich ein **Cracking-Wirkungsgrad um $\sim 76\%$** (best case), d.h. $\sim 24\%$ der im NH₃ enthaltenen Energie geht in diesem Schritt verloren[8]. Ältere oder kleinere Cracker kommen teils nur auf **70–75 % Wirkungsgrad**[26][27], während neue Designs (z.B. Thyssenkrupp) **$>90\%$ anstreben**[28][29] – allerdings oft unter Zuhilfenahme fossiler Brennstoffe zur Heizung.

Kosten des Crackens: Sie setzen sich aus Anlagenabschreibung, Betriebskosten und Energiekosten zusammen. Große Cracker sind bisher nur in Planung – z.B. Uniper/Thyssenkrupp bauen in Wilhelmshaven eine Demo-Anlage (28 t NH₃/Tag)[30][31]. Schätzungen von S&P Global zeigen, dass **die Wahl des Brennstoffs große Kosteneinflüsse hat: Verwendet man regeneratives Ammoniak selbst zum Heizen, verdoppeln sich die Cracking-Kosten gegenüber Erdgasbetrieb** (da NH₃ teurer als Erdgas ist)[10]. Für wirklich *grünen* (RFNBO-konformen) Wasserstoff muss allerdings ein CO₂-freier Energieträger genutzt werden. Die **Kosten pro kg H₂ für das Cracking** liegen in Studien etwa bei **1–2 €/kg H₂**. Zusammen mit dem Transport ergibt sich ein Zuschlag von **2–5 €/kg für Import per Schiff inkl. Rückumwandlung**[16]. (Zum Vergleich: Pipeline-Importe aus Nordafrika hätten <1 €/kg Transportkosten)[16].

Verluste entlang der Lieferkette

Über die gesamte Kette summieren sich erhebliche Energieverluste und Mengenverluste an nutzbarem H₂:

- **Ammoniaksynthese:** ca. 5–15 % *Energieverlust* (Kompression, ASU, Abwärme). H₂-Menge bleibt gleich (kein Verlust an Wasserstoffatomen).
- **Transport & Lagerung:** *Verluste* ~3–5 % durch Verdampfungsverluste oder als Schiffsbrennstoff[19]. Diese reduzieren die ankommende NH₃-Menge entsprechend.
- **Cracking:** *Verlust* ~20–30 % der Energieinhalte (endothermer Prozess, unvollständige Umwandlung, Eigenverbrauch). Hier geht auch ein Teil der Wasserstoffmasse verloren – z.B. 10–20 % des NH₃ wird zu spät oder gar nicht konvertiert oder zur Befeuerung genutzt[32][33].

In Summe führt das zu **Gesamtverlusten typischerweise um 40 %** der ursprünglichen Energie[4]. Anders ausgedrückt: Nur ~60 % der in Saudi-Arabien erzeugten H₂-Energiemenge kommt letztlich als nutzbarer Wasserstoff in Deutschland an[4]. (In ungünstigen Fällen können die Verluste sogar >50 % betragen[8].) Diese Effizienzverluste treiben die effektiven Kosten pro kg in die Höhe, da mehr Ausgangswasserstoff produziert werden muss, um 1 kg am Ende bereitzustellen.

Kostenkalkulation: €/kg Wasserstoff am deutschen Endpunkt

Unter Berücksichtigung aller genannten Faktoren lässt sich der **resultierende Kilopreis** für importierten Wasserstoff abschätzen. Ein repräsentatives Rechenbeispiel:

- **Produktionskosten Saudi-Arabien:** ~2,0 € pro kg H₂ (große PV/Wind-Parks, Stand 2025)[1].
- **Ammoniak-Synthese & Verflüssigung:** ~0,2 €/kg (Strom für Kompression/ASU; Kapitalkosten der Anlage).
- **Transport per Schiff (inkl. Terminal):** ~0,8 €/kg (lange Distanz, einschl. Verluste unterwegs)[17].
- **Cracking + Reinigung in DE:** ~1,5 €/kg (Anlagenbetrieb, Energieeinsatz bei 100% NH₃-Brennstoff) – kann günstiger sein, falls teilweise Erdgas genutzt würde[10].

- **Gesamtverluste ausgleichen:** Um 1 kg H₂ nutzbar bereitzustellen, müssen ~1,6–1,7 kg in SA erzeugt werden (bei ~60 % Gesamtwirkungsgrad)[4]. Die Mehrproduktion (~0,65 kg extra) kostet ~1,3 €.

Addiert man die Posten, ergibt sich ein **Endpreis von rund 6–7 € pro kg H₂**. Diese Größenordnung wird durch Studien bestätigt: Eine Agora-Analyse ermittelte ca. **7 € pro kg** für via Ammoniak importierten Wasserstoff[34]. Andere Marktberichte nennen **7,5–9 \$ (≈7–8 €) pro kg** für in Europa gelieferten grünen Wasserstoff aus geknacktem Ammoniak[17][35]. Dieser Preis liegt deutlich über heimischen Erdgas-äquivalenten Kosten und illustriert, dass die Importkette teuer ist. Allerdings ist die Ammoniak-Route noch günstiger als z.B. flüssiger Wasserstoff oder LOHC: flüssig transportierter H₂ könnte **>9 € pro kg** kosten[36], LOHC ähnlich viel. Ammoniak stellt somit die ökonomisch attraktivste Schiff-Option dar[37].

Direktnutzung vs. Cracking: Wichtig zu beachten ist, dass der Preis von 6–7 €/kg nur anfällt, **wenn das Ammoniak tatsächlich rückverstromt bzw. zu H₂ geknackt wird**. Würde man den importierten **grünen Ammoniak direkt nutzen** (z.B. als Dünger oder als Kraftstoff in einem Kraftwerk/Stahlwerk), entfällt der teure Cracking-Schritt. Dann lägen die Zusatzkosten des Imports **unter 1,5 € pro kg H₂-Äquivalent**[38]. Daher sind **Direktnutzungen von NH₃** ökonomisch sehr attraktiv, sofern technisch machbar. Für viele Anwendungen (Brennstoffzellen, H₂-Netze, Industrieprozesse) wird jedoch reiner H₂ benötigt, was das Cracken erforderlich macht.

Technische und ökonomische Unsicherheiten

Die Berechnungen beruhen auf aktuellen Projektionen und Pilotprojekten – es gibt jedoch **Unsicherheiten**:

- **Cracker-Technologie:** Große Cracking-Anlagen (>100 TWh/a H₂) sind erst in Entwicklung[39]. Effizienz und Kosten können besser (durch Skaleneffekte, neue Katalysatoren) oder schlechter (unerwartete Betriebsprobleme) ausfallen als angenommen. Aktuell existieren nur **Pilot- und Demo-Cracker** mit begrenzter Kapazität (z.B. 20 GWh/a)[39]. Ob im industriellen Maßstab Wirkungsgrade von 90 %+ erreicht werden, bleibt abzuwarten. Viele **Fragen sind offen**, etwa ob Cracker zentral im Hafen oder dezentral bei Verbrauchern gebaut werden – was Kosten und Verluste beeinflusst[40][41]. Auch die **Lebensdauer** der Katalysatoren und der Reinigungsaufwand (z.B. Abscheidung von Rest-NH₃) sind Unsicherheitsfaktoren.
- **Kostenannahmen:** Die **Investitionskosten** für Elektrolyseure, NH₃-Anlagen, Tanker und Cracker könnten sich bis 2030 noch deutlich ändern. Mögliche Massenfertigung könnte Kosten senken, aber Materialengpässe oder Sicherheitsauflagen könnten sie erhöhen. In unseren ~7 €/kg sind z.B. gewisse Skaleneffekte eingerechnet. Falls Projekte wie NEOM (Saudi-Arabien) teurer werden als geplant (8,4 Mrd. \$ wurden investiert[42]), schlägt sich das in höheren Ammoniakkosten nieder. Ebenso könnten **Transportpreise** (Schiffsraten, Versicherung) steigen, etwa durch geopolitische Risiken oder strengere Sicherheitsvorschriften für Ammoniak.
- **Energiekosten:** Unsere Kalkulation geht von sehr billigem Ökostrom in Saudi-Arabien aus. Sollte z.B. der Solarstrom doch 3 ct/kWh statt 2 ct kosten oder Wasser knapp und teuer aufzubereiten sein (Entsalzungskosten), erhöht das den H₂-Produktionspreis merklich. Ebenso die **Kraftstoffkosten fürs Cracken**: Nutzen Betreiber in Deutschland grünen Strom (für elektrische Beheizung) oder grünen H₂/NH₃ zum Heizen, hängen die

Kosten stark vom zukünftigen Strompreis ab. Günstiges Erdgas als Hilfsbrennstoff würde zwar Kosten senken, widerspräche aber dem *grünen* Anspruch.

- **Wirkungsgrade und Verluste:** Wir haben pauschal ~60 % Gesamteffizienz angenommen[4]. Verbesserungen sind denkbar: z.B. **Wärmerückgewinnung** im Haber-Bosch-Prozess, optimierte Transportbedingungen (Minimierung von Boil-off) oder neue Crack-Techniken (Membran-Reaktoren) könnten Verluste senken. Jede 5 %-Punkte höhere Effizienz reduziert die nötige H₂-Menge um ~8 % und spart entsprechend Kosten. Umgekehrt könnten aber auch **ungeplante Verluste** auftreten: etwa Leakage/Entweichungen von H₂ oder NH₃ entlang der Kette (Dichtheitsprobleme), die hier nicht explizit einkalkuliert wurden. Studien warnen vor Wasserstoff-Leckageraten von einigen % entlang globaler Lieferketten[43] – bei Ammoniak ist dies zwar weniger flüchtig, aber **Sicherheitsabblasungen** könnten nötig sein.
- **Marktentwicklung:** Der erzielbare **Preis für importierten H₂** hängt auch von Fördermechanismen ab. Programme wie *H2Global* sollen die Differenz zwischen Erzeugerpreis und Abnehmerbereitschaft ausgleichen. Falls diese Zuschüsse wegfallen oder der globale Wettbewerb um grünen NH₃ zunimmt (z.B. Asien als Abnehmer), könnten Beschaffungskosten höher liegen als hier angenommen. In Mai 2025 lag der Marktpreis für *grünen Wasserstoff in Deutschland* bei ~7,91 €/kg[9], während importierter NH₃ aus dem Mittleren Osten mit ~\$838/t* (ca. 4,8 €/kg H₂) gehandelt wurde[9]. Die Differenz deckt die Umwandlungskosten – solche Marktpreise können schwanken.

Fazit: Die effektiven Kosten für nutzbaren, in Deutschland verfügbar gemachten Wasserstoff via Saudi-Ammoniak liegen aktuellen Studien zufolge bei etwa **6–8 € pro kg**[34][17]. Dieser Preis setzt sich zu etwa gleichen Teilen aus *Produktionskosten im Ursprungsland* und *Transport-+Cracking-Kosten* zusammen. Technologische Verbesserungen (z.B. effizientere Cracker) und Massenfertigung könnten die Kosten mittelfristig senken. Kurzfristig bestehen jedoch Risiken, dass Projekte teurer oder ineffizienter ausfallen als geplant, was den €/kg-Preis sogar in Richtung 8–9 € treiben könnte[17]. Transparenz in der Kostenkalkulation – wie oben gezeigt – hilft, die größten Kostentreiber (Energieverluste beim Cracken, Kapitalkosten der Infrastruktur) zu identifizieren und gezielt an deren Reduktion zu arbeiten.

Erneuerbare Energien als Zukunftslösung

Eignung der erneuerbaren Energien

Stromgestehungskosten im Vergleich (LCOE)

Die zentrale Frage, ob erneuerbare Energien langfristig mit fossilen Energieträgern konkurrieren können, lässt sich anhand der Levelized Cost of Energy (LCOE) heute eindeutig beantworten. Laut IRENA lagen die globalen gewichteten Durchschnitts-LCOE für 2024 bei ^[1, 46, 47] 0,034 USD/kWh für Onshore-Wind und 0,043 USD/kWh für Solar-PV – damit sind beide Technologien die günstigsten Quellen neuer Stromerzeugung weltweit. Onshore-Wind war **53 %** günstiger als die günstigste fossile Alternative, Solar-PV lag **41 %** darunter. Insgesamt vermieden erneuerbare Energien im Jahr 2024 fossile Brennstoffkosten in Höhe von ^[1] 467 Milliarden US-Dollar.

Die Analyse von Lazard (LCOE+ v18.0, Juni 2025) bestätigt diese Dynamik für den US-Markt: ^[10] Utility-Scale-Solar-PV liegt bei 38–78 USD/MWh, Onshore-Wind bei 37–73 USD/MWh, während Gas-GuD-Kraftwerke (CCGT) mit 48–109 USD/MWh und neue Kohlekraftwerke mit 71–173 USD/MWh deutlich teurer sind. Bemerkenswert ist, dass die LCOE neuer Gaskraftwerke in den USA ein Zehnjahreshoch erreichten – bedingt durch Turbinenknappheit, steigende Kosten und lange Lieferzeiten.

Für Deutschland zeigen die Daten des Fraunhofer ISE ^[11, 45] ein ähnliches Bild: Bodenmontierte PV-Anlagen erreichen LCOE von 4,1–6,9 Cent/kWh, Onshore-Wind von 4,3–9,2 Cent/kWh, während Gas-GuD-Kraftwerke bei 10,9–18,1 Cent/kWh und neue Kohlekraftwerke bei 15,1–29,3 Cent/kWh liegen. Selbst PV-Anlagen mit Batteriespeicher sind heute günstiger als jedes neue konventionelle Kraftwerk.

Technologie	LCOE global (USD/kWh)	LCOE Deutschland (ct/kWh)	Quelle
Onshore-Wind	0,034	4,3 – 9,2	[1, 11]
Solar PV (Utility)	0,043	4,1 – 6,9	[1, 45]
Offshore-Wind	0,078 – 0,080	7,2 – 12,1	[1, 11]
Gas-GuD (CCGT)	0,048 – 0,109	10,9 – 18,1	[10, 11]
Kohle (Neubau)	0,071 – 0,173	15,1 – 29,3	[10, 11]

Klimawirkung und Treibhausgasemissionen

Die Lebenszyklusemissionen erneuerbarer Energien sind um Größenordnungen geringer als die fossiler Brennstoffe. Gemäß IPCC AR5 ^[17] beträgt der Median der Lebenszyklusemissionen für Kohlekraftwerke 820 g CO₂-eq/kWh, für Gaskraftwerke 490 g CO₂-eq/kWh und für Ölkraftwerke rund 890 g CO₂-eq/kWh. Dem stehen bei Windenergie lediglich 11 g CO₂-eq/kWh (onshore) und 12 g CO₂-eq/kWh (offshore) gegenüber. Solar-PV emittiert im Median 48 g CO₂-eq/kWh, Wasserkraft 24 g CO₂-eq/kWh. Die Bestätigungen durch ^[18, 19] zeigen ähnliche Werte.

Eine Studie des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK), publiziert in Nature Energy, und zusammengefasst von Carbon Brief ^[18], zeigt, dass im Rahmen eines 2°C-Pfades Wind- und Solarenergie auf nur 4–6 g CO₂-eq/kWh kommen – verglichen mit 78 g für Gas mit CCS und 109 g für Kohle mit CCS. Um das globale Durchschnittsziel von 15 g CO₂-eq/kWh bis 2050 zu erreichen, ist der massive Ausbau erneuerbarer Energien unverzichtbar.

Energiequelle	Lebenszyklusemissionen (Median g CO ₂ -eq/kWh)	Quelle
Kohle	820	[17]
Erdöl	~890	[17, 19]
Erdgas (CCGT)	490	[17]
Solar PV	48	[17, 18]
Onshore-Wind	11	[17, 18]
Offshore-Wind	12	[17, 18]
Wasserkraft	24	[17]

Ressourcenverfügbarkeit und Endlichkeit fossiler Brennstoffe

Die gesicherten Reserven fossiler Brennstoffe sind endlich. Nach Daten des Energy Institute Statistical Review 2024 ^[20] reichen die nachgewiesenen Ölreserven bei aktuellem Verbrauch noch etwa 47 Jahre, Erdgas noch 49–52 Jahre und Kohle noch 132–139 Jahre. Zur Einhaltung des 1,5°C-Ziels müssen laut einer Studie des University College London rund 60 % der Öl- und Gasreserven sowie 90 % der Kohlereserven im Boden bleiben.

Erneuerbare Energien basieren hingegen auf praktisch unerschöpflichen Quellen: Die jährliche Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche übersteigt den globalen Energiebedarf um den Faktor 10.000. Wind- und Solarressourcen reduzieren zudem die geopolitische Abhängigkeit von Brennstoffexporten, was strategische Versorgungssicherheit begründet. ^[5, 40]

Technologische Reife und Zuverlässigkeit

Erneuerbare Energietechnologien haben in den letzten Jahren enorme Fortschritte bei Effizienz und Zuverlässigkeit erzielt. ^[42] Der globale gewichtete Kapazitätsfaktor für neue Utility-Scale-PV-Anlagen stieg laut IRENA ^[1] von 15 % (2010) auf 17,4 % (2024), getrieben durch Nachführsysteme, bifaziale Module und den Einsatz in sonnenreicheren Regionen. Handelsübliche Solarmodule erreichen heute Wirkungsgrade von 20–22 %, TOPCon-

Technologie liegt bei 24–25 %, und Perowskit-Silizium-Tandemzellen haben im Labor bereits 33 % überschritten.

Bei Windkraftanlagen wuchsen die Nennleistungen von etwa 1 MW um die Jahrtausendwende auf über 5 MW (onshore) und mehr als 15 MW (offshore), was durch größere Rotordurchmesser auch die Energieausbeute bei geringeren Windgeschwindigkeiten erheblich verbessert. ^[7, 40]

Systemintegration und Netzstabilität

Dänemark demonstriert eindrucksvoll, dass hohe Anteile variabler erneuerbarer Energien technisch beherrschbar sind. ^[25] Im Jahr 2024 deckten erneuerbare Energien 88,4 % der dänischen Stromerzeugung, davon allein Windkraft 59,3 %. Der EU-Durchschnitt lag bei einem Rekordwert von 46,9 %. ^[25]

Deutschland steht dagegen vor erheblichen Netzengpässen: Die Abregelung von Solarenergie stieg 2024 um 97 % auf 1.389 GWh, während die Gesamtkosten für Engpassmanagement 2,776 Milliarden Euro erreichten. ^[41, 44] Europaweit warten 1.700 GW an Projekten in Netzanschlusschlangen. Diese Zahlen unterstreichen, dass der Netzausbau zum zentralen Flaschenhals der Energiewende wird. ^[7, 9]

Rasante Entwicklung seit 2020

Die Kostenentwicklung seit 2010 ist beispiellos. ^[1] Die LCOE für Solar-PV sanken um 90 % (von 0,460 USD/kWh auf 0,043 USD/kWh), die Installationskosten um 87 % (von 5.283 USD/kW auf 691 USD/kW). Onshore-Wind entwickelte sich von einem Aufpreis von 23 % gegenüber fossilen Brennstoffen im Jahr 2010 zu einem Kostenvorteil von 53 % im Jahr 2024.

Die jährlichen Zubauzahlen beschleunigten sich dramatisch: von 261 GW (2020) über 348 GW (2022) und 473 GW (2023) auf den Rekord von ^[3, 21] 585 GW im Jahr 2024 – ein Plus von 15,1 % gegenüber dem Vorjahr. Solar-PV allein verzeichnete einen Zubau von 452 GW, Wind erreichte 117 GW. In 2024 waren 92,5 % aller weltweit neu installierten Kraftwerkskapazitäten erneuerbar. ^[2]

Fortschritte beim weltweiten Ausbau und Zukunftsperspektiven

Installierte Kapazitäten weltweit (Stand 2024)

Die globale installierte Kapazität erneuerbarer Energien erreichte Ende 2024 laut IRENA ^[3, 4, 21] 4.448 GW – ein Anstieg um 15,1 % gegenüber dem Vorjahr. Solar-PV dominiert mit 1.865 GW (42 % des Gesamtanteils), gefolgt von Wasserkraft mit 1.277 GW (28,7 %) und Windenergie mit 1.133 GW (25,5 %, davon 1.052 GW onshore und 83 GW offshore). ^[30]

Erneuerbare Energien machen nun 46,2 % der gesamten installierten globalen Kraftwerkskapazität aus. ^[2] In der Stromerzeugung lieferten sie 2024 rund 32 % des weltweiten Stroms. Wind und Solar überholten erstmals die Wasserkraft in der Erzeugung. Kohlenstoffarmer Strom überschritt mit 40,9 % erstmals seit den 1940er Jahren die 40-Prozent-Schwelle. ^[15]

Technologie	Installierte Kapazität 2024	Anteil gesamt	Zubau 2024	Quelle
Solar PV	1.865 GW	42,0 %	452 GW	[3, 21]
Wasserkraft	1.277 GW	28,7 %	~30 GW	[3, 6]
Onshore-Wind	1.052 GW	23,7 %	104 GW	[3, 4]
Offshore-Wind	83 GW	1,9 %	13 GW	[30]
Bioenergie	151 GW	3,4 %	8 GW	[3]
Geothermie	15 GW	0,3 %	<1 GW	[3]
Gesamt	4.448 GW	100 %	585 GW	[3, 21]

Führende Nationen im Vergleich

China: Mit 1.878 GW installierter erneuerbarer Kapazität Ende 2024 repräsentiert das Land 42 % der globalen Kapazität. [16, 23, 24] Der Rekordzubau von 373,6 GW im Jahr 2024 – darunter 277 GW Solar und 80 GW Wind – machte 64 % der weltweiten Neuinstallationen aus. China übertraf sein für 2030 gesetztes Ziel von 1.200 GW Wind- und Solarkapazität bereits sechs Jahre vor dem Zieldatum. Die chinesischen Investitionen in saubere Energie beliefen sich 2024 auf 625 Milliarden US-Dollar. [12]

Europäische Union: Die EU baute 2024 rund 70,1 GW zu. [7, 25] Wind und Solar lieferten 29 % des EU-Stroms (gegenüber 17 % im Jahr 2019). Die EU-Solarkapazität verdoppelte sich zwischen 2020 und 2024 auf über 300 GW.

USA: Die USA installierten rund 46 GW, wobei der Inflation Reduction Act (IRA) als wichtigster Treiber wirkt. [7, 9] Die IEA revidierte nach den politischen Veränderungen 2025 die US-Prognosen um rund 50 % nach unten.

Indien: Indien verzeichnete mit 29,52 GW im Fiskaljahr 2024/25 Rekordinstallationen und erreichte insgesamt 220 GW erneuerbarer Kapazität. [26] Die Solarinstallationen verdoppelten sich auf 23,83 GW. Indien überholte Deutschland als drittgrößter Erzeuger von Wind- und Solarstrom. Der 50-Prozent-Anteil nicht-fossiler Kapazität wurde im Juni 2025 erreicht.

Globale Investitionen in erneuerbare Energien

Die globalen Investitionen in die Energiewende überschritten 2024 erstmals die 2-Billionen-Dollar-Marke und erreichten laut BloombergNEF [13] 2,083 Billionen USD – ein Plus von 10,7 % gegenüber 2023. Im Jahr 2025 stiegen sie weiter auf 2,3 Billionen USD. [14] Speziell in erneuerbare Energien flossen 2024 zwischen 728 Milliarden USD (BNEF) und 807 Milliarden USD (IRENA/CPI). [27]

Die regionale Verteilung zeigt eine starke Konzentration: China investierte mit 818 Milliarden USD mehr als die USA (338 Mrd. USD), die EU (375 Mrd. USD) und Großbritannien (65,3 Mrd. USD) zusammen. [12] Dennoch besteht eine erhebliche Investitionslücke: Für das Netto-Null-Ziel bis 2050 sind laut BNEF [33] 5,6 Billionen USD jährlich von 2025 bis 2030 erforderlich – das aktuelle Niveau deckt nur 37 % dieses Bedarfs.

Offshore-Wind-Entwicklung in Europa

Europa verfolgt ambitionierte Offshore-Wind-Ziele. Die Ostend-Deklaration (April 2023) von neun Nordseeanrainern setzt Ziele von 120 GW bis 2030 und mindestens 300 GW bis 2050. ^[29] Einzelne Länderziele umfassen 30 GW für Deutschland, 21 GW für die Niederlande und 60 GW für Großbritannien. ^[28]

Die EU setzte ihre Offshore-Ziele im Dezember 2023 auf 109–112 GW bis 2030 und 281–354 GW bis 2050. ^[29] Allerdings warnt der GWEC vor einer erheblichen Zielverfehlung: Die europäische Fertigungskapazität für Offshore-Turbinen liegt bei lediglich 7 GW pro Jahr, benötigt werden jedoch 20 GW pro Jahr. ^[30] Die Offshore-Wind-Installationen sanken 2024 sogar um 26 % gegenüber dem Vorjahr.

Prognosen und Szenarien für 2025–2035

Das IEA-Net-Zero-Szenario ^[7, 9] fordert eine Verdreifachung der erneuerbaren Kapazität auf 11.000 GW bis 2030 mit jährlichen Zubauten von rund 1.200 GW. IRENA setzt im 1,5°C-Szenario ^[5] ein Ziel von 11,2 TW. BloombergNEFs Netto-Null-Szenario ^[33] projiziert 11,6 TW bis 2030.

Die IEA prognostiziert in ihrem Hauptszenario (Renewables 2024) ^[7, 31] einen Zubau von 5.500 GW neuer Kapazität bis 2030 – 25 % über den aktuellen Länderambitionen, aber deutlich unter der erforderlichen Verdreifachung. IRENA warnt, dass die nationalen Klimapläne nur 50 % des erforderlichen Wachstums bis 2030 abdecken. ^[5] Unter den derzeitigen Politiken würde die Erwärmung auf etwa 2,4°C bis 2100 begrenzt. ^[32]

Herausforderungen auf dem Weg zur Transformation

Netzausbau: ^[7, 9, 44] Die globalen Netzinvestitionen stagnieren seit 2010 bei rund 300 Milliarden USD/Jahr, während BNEFs Netto-Null-Szenario 811 Milliarden USD/Jahr bis 2030 fordert. In den USA warten über 2.600 GW an Projekten auf Netzanschluss – mehr als das Doppelte der installierten Gesamtkapazität.

Fachkräftemangel: ^[40] Global müssen laut IEA bis 2030 rund 30 Millionen neue Arbeitsplätze im Bereich sauberer Energie geschaffen werden.

Lieferketten: ^[12, 33] 70–95 % der Solarmodulproduktion konzentrieren sich in China, über 98 % der LFP-Kathodenmaterialien stammen von dort. Seit 2020 wurden fast 200 Handelsmaßnahmen erlassen, die saubere Energietechnologien betreffen.

Genehmigungsverfahren: ^[40] In Europa dauern Solar- und Onshore-Wind-Projekte 4–12 Jahre, Offshore-Wind über 12 Jahre.

Batteriegroßspeicher (BESS) und Long Duration Energy Storage (LDES)

Anmerkung: Auf BESS und LDES wird hier nur kurz eingegangen, da dieser Bereich in einer separaten Studie ausführlich betrachtet wird.

Der globale BESS-Markt im Überblick

Der Markt für Batteriegroßspeicher (Battery Energy Storage Systems, BESS) erlebt ein explosionsartiges Wachstum. Die globale installierte Kapazität erreichte Ende 2024 rund 155 GW / 375 GWh (Rystad Energy), wobei die IEA speziell für Utility-Scale-Speicher 124 GW berichtet. ^[35] Die jährlichen Neuinstallationen stiegen von etwa 5 GW (2020) auf 63–69 GW (2024) – eine Verzwölfachung innerhalb von vier Jahren.

China dominiert mit über 50 % des globalen Marktes und einer kumulierten Kapazität von 55 GW/125 GWh. ^[36] Die USA folgen mit rund 27 GW, wobei Kalifornien über 40 % der US-Installationen stellt. Deutschland ist mit 10,3 GW/15,9 GWh ein bedeutender Markt, allerdings entfallen 85 % auf Heimspeicher. 98 % aller neuen BESS-Installationen im Jahr 2024 basieren auf Lithium-Ionen-Technologie. ^[35, 36]

Großprojekte und Leuchtturmprojekte weltweit

Hornsedale Power Reserve – Australien

Die Hornsdale Power Reserve in Südaustralien (150 MW/194 MWh, Betreiber: Neoen, Technologie: Tesla Powerpack) gilt als Wegbereiter der Branche. ^[37] Seit der Inbetriebnahme 2017 hat die Anlage die Frequenzregelungskosten um 91 % gesenkt (von 470 AUD/MWh auf 40 AUD/MWh), sparte Verbrauchern im ersten Jahr 40 Millionen AUD und liefert seit 2022 als weltweit erste Batterie 2.000 MWs Netztragheit.

Moss Landing – Kalifornien, USA

Das Moss Landing Energy Storage Facility in Kalifornien (750 MW/3 GWh, Betreiber: Vistra Corp) war der weltweit größte BESS, erlitt jedoch im Januar 2025 einen schweren Brand, der 75 % der Phase-I-Gebäude zerstörte und einen Abschreibungsverlust von 400 Millionen USD verursachte. ^[38] Der Brand beschleunigte den Branchentrend hin zur sichereren LFP-Technologie (Lithium-Eisenphosphat).

Weitere Großprojekte

BYD unterzeichnete im Februar 2025 einen Vertrag für 12,5 GWh Batteriespeicher in Saudi-Arabien – den weltweit größten Grid-Scale-BESS-Vertrag. ^[36] Das chilenische Projekt Oasis de Atacama (11 GWh, Grenergy) befindet sich im Bau. In China ging der weltweit größte nicht-lithiumbasierte Speicher in Betrieb – ein 175 MW/700 MWh Vanadium-Redox-Flow-System von Rongke Power. Das weltweit größte Natrium-Ionen-BESS (50 MW/100 MWh) der Datang Group in Hubei wurde 2024 eingeweiht. ^[39]

Batterietechnologien für den Netzmaßstab

LFP (Lithium-Eisenphosphat) dominiert den stationären Speichermarkt mit einem Anteil von 70–80 % der Neuinstallationen. ^[12, 36] Vorteile: keine Abhängigkeit von Nickel oder Kobalt, überlegene Sicherheit (thermisches Durchgehen erst bei ~270°C gegenüber 210°C bei NMC), längere Zyklenlebensdauer (3.000–15.000 Zyklen). Die Zellpreise in China fielen 2024 unter 60 USD/kWh, einzelne Angebote lagen bei nur 36 USD/kWh.

Flow-Batterien gewinnen für längere Speicherdauern an Bedeutung. Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRFB) bieten Vorteile bei 4–24 Stunden Entladedauer und über 10.000 Zyklen. ^[34]

Natrium-Ionen-Batterien kommen ohne Lithium, Kobalt und Graphit aus. ^[39] Der Markt soll von 436 Millionen USD (2024) auf 12 Milliarden USD bis 2035 wachsen (37,4 % CAGR).

Kostenentwicklung bei Batteriespeichern

Laut BloombergNEF ^[12, 14] sank der durchschnittliche Batteriepackpreis von 732 USD/kWh (2013) auf 108 USD/kWh (2025) – ein Rückgang von 93 % seit 2010. Der bisher größte Jahresrückgang erfolgte 2024 mit -20 % auf 115 USD/kWh. LFP-Packs lagen 2025 bei durchschnittlich 81 USD/kWh, die niedrigsten beobachteten Packpreise bei nur 50 USD/kWh.

Jahr	Ø Batteriepackpreis (USD/kWh)	Veränderung	Quelle
2015	~380	–	[12]
2020	~140	-63 % seit 2015	[12]
2022	~151	+10 % (Li-Preisanstieg)	[12]
2024	115	-20 % (Rekordeinbruch)	[12]
2025	108	-8 % (neues Allzeittief)	[14]

Die Systemkosten für schlüsselfertige BESS-Projekte fielen 2024 um 40 % auf durchschnittlich 165 USD/kWh global und nur 85 USD/kWh in China (4-Stunden-System). ^[12] Ember schätzt, dass dispatchbare Solarenergie (Solar + 50 % gespeichert) heute bei etwa 76 USD/MWh liegt – wettbewerbsfähig mit Gas-Spitzenlastkraftwerken. ^[15]

Long Duration Energy Storage: Technologien und Bedeutung

Long Duration Energy Storage (LDES) – definiert als Systeme mit mindestens 8–10 Stunden Entladedauer – adressiert insbesondere Phasen schwacher Wind- und Sonneneinstrahlung ("Dunkelflauten"), die in Mitteleuropa mehrere Wochen andauern können. ^[34]

Der LDES Council ^[34] beziffert den aktuellen Entwicklungsstand auf rund 222 GW (davon ~120 GW installiert, überwiegend Pumpspeicher). Für das Netto-Null-Ziel sind 1 TW bis 2030 und 8 TW bis 2040 erforderlich. Die McKinsey/LDES-Council-Analyse identifiziert einen Bedarf von 85–140 TWh LDES bis 2040, der jährlich 1,5–2,3 Gt CO₂ einsparen und Energiesystemkosten von 540 Milliarden USD/Jahr vermeiden könnte.

Pumpspeicherkraftwerke stellen mit rund 189 GW Ende 2024 über 90 % der globalen LDES-Kapazität. ^[34, 40] China dominiert mit 58,69 GW installierter Leistung und über 200 GW im Bau oder genehmigt. Weltweit befinden sich über 600 GW in der Pipeline. Die Limitierungen – lange Bauzeiten von 7–15 Jahren und geographische Einschränkungen – treiben die Entwicklung alternativer Technologien voran.

Weitere LDES-Unternehmen und Schlüsselprojekte

Form Energy – Eisen-Luft-Batterien

Form Energy entwickelt Eisen-Luft-Batterien, die auf dem reversiblen Rosten von Eisen basieren und eine Entladedauer von 100 Stunden erreichen. ^[43] Das Kostenziel von unter 20 USD/kWh – weniger als ein Zehntel der Lithium-Ionen-Kosten – könnte transformativ wirken. Das Unternehmen hat insgesamt 820 Millionen USD eingeworben und arbeitet an einem 30-GWh-Systemprojekt für Google/Xcel Energy in Minnesota.

Hydrostor – Druckluftspeicherung (A-CAES)

Hydrostor ist der führende Entwickler von Advanced Compressed Air Energy Storage (A-CAES) mit einer Pipeline von 7 GW in Nordamerika, Australien und Europa. ^[43] Das Flaggschiffprojekt Willow Rock in Kalifornien (500 MW/4 GWh, 8-Stunden-Entladung) erhielt eine bedingte DOE-Kreditusage über 1,76 Milliarden USD und soll Mitte 2026 mit dem Bau beginnen.

Highview Power – Flüssigluft-Energiespeicherung (LAES)

Highview Power setzt auf CRYOBattery™-Technologie und kühlt Luft auf -196°C. Das Unternehmen sicherte sich 377 Millionen GBP an Finanzierung und baut in Carrington (Greater Manchester) die weltweit größte kommerzielle LAES-Anlage (50 MW/300 MWh), die Ende 2026 in Betrieb gehen soll. ^[34, 43]

Grüner Wasserstoff als saisonale Speicheroption

Grüner Wasserstoff bietet eine skalierbare Option für saisonale Speicherung über Wochen bis Monate. ^[5, 7, 43] Die Kosten für grünen Wasserstoff liegen derzeit bei 3,8–11,9 USD/kg (gegenüber 1,5–6,4 USD/kg für grauen Wasserstoff). Der Gesamtwirkungsgrad der Kette Elektrolyse–Speicherung–Rückverstromung beträgt nur rund 40 %. Das US-DOE-Programm "Hydrogen Shot" strebt Kosten von 1 USD/kg bis 2030 an, unterstützt durch 8 Milliarden USD für regionale Wasserstoff-Hubs.

Prognosen für den Speichermarkt 2025–2035

Die IEA fordert im Net-Zero-Szenario ^[7, 9] 970 GW Grid-Scale-Batteriespeicher bis 2030 – eine 35-fache Steigerung gegenüber 2022. Wood Mackenzie erwartet 926 GW Zubau zwischen 2024 und 2033. McKinsey schätzt den BESS-Markt auf bis zu 150 Milliarden USD bis 2030. ^[34] Der COP28-Gipfel setzte ein Ziel von 1.500 GW globaler Energiespeicherkapazität bis 2030 (davon 1.200 GW aus Batterien). ^[35]

Für LDES prognostiziert der LDES Council eine Investitionsmöglichkeit von 4 Billionen USD bis 2040. ^[34] Das US-DOE erwartet nach Inkrafttreten des IRA eine Vervierfachung der US-Speicherkapazität auf über 200 GW bis 2040. ^[43] Die weiter fallenden Batteriekosten, der beschleunigte Erneuerbare-Ausbau und politische Unterstützung durch IRA und EU Green Deal bilden die wesentlichen Wachstumstreiber.

Regulatorische Rahmenbedingungen und Förderprogramme

In den **USA** hat der Inflation Reduction Act erstmals eine eigenständige 30-prozentige Investitionssteuergutschrift (ITC) für Energiespeicher eingeführt. ^[43] Zusätzlich gewährt §45X Advanced Manufacturing PTC 35 USD/kWh für Zellproduktion in den USA. Das DOE verfolgt mit dem "Long Duration Storage Shot" das Ziel, die LCOS-Kosten bis 2030 um 90 % auf 0,05

USD/kWh zu senken. Kalifornien stellt 330 Millionen USD für LDES-Demonstrationsprojekte bereit und ordnete die Beschaffung von bis zu 1 GW LDES (12+ Stunden) für 2031–2037 an.

Das **Vereinigte Königreich** führte im Oktober 2024 einen "Cap-and-Floor"-Mechanismus für LDES ein, der Mindesterlöse garantiert und maximale Erlöse begrenzt. Im ersten Bewerbungsfenster gingen 171 Angebote ein. Der Ausbau von 20 GW LDES könnte laut Schätzungen 24 Milliarden GBP an Systemkosten bis 2050 einsparen. ^[34]

In der **EU** unterstützen verschiedene Programme den LDES-Ausbau, darunter das EU-TULIPS-Konsortium. Spanien erkannte im Juni 2025 LDES als Schlüsseltechnologie für die Netzinfrastruktur an. China treibt den Pumpspeicherausbau mit einem Ziel von 120 GW bis 2030 massiv voran. ^[5, 16]

Fazit und Ausblick

Die Analyse der Daten aus den Jahren 2023–2025 ergibt ein eindeutiges Bild: Erneuerbare Energien sind nicht mehr die Zukunftslösung – sie sind die Gegenwartslösung, die schneller skaliert als jede andere Energietechnologie in der Geschichte. ^[1, 2, 3] Der wirtschaftliche Kipppunkt ist überschritten: Mit LCOE-Werten, die fossile Brennstoffe um 40–53 % unterbieten, und Kostenrückgängen von 90 % bei Solar-PV seit 2010 ^[1] hat sich die Frage von "ob" zu "wie schnell" verschoben.

Drei Erkenntnisse sind besonders bedeutsam: Erstens übertrifft die Geschwindigkeit des Wandels alle Prognosen – China erreichte sein 2030-Ziel sechs Jahre früher ^[16, 23], und die globalen Zubauzahlen brechen jährlich neue Rekorde. Zweitens entwickeln sich Energiespeicher zum Game-Changer: Mit BESS-Systemkosten unter 100 USD/kWh in China und dem Aufkommen von 100-Stunden-Speichern zu potenziell unter 20 USD/kWh ^[34, 35] adressiert die Speichertechnologie die letzte große technische Hürde der Erneuerbaren. Drittens sind die eigentlichen Engpässe nicht mehr technologischer, sondern infrastruktureller und politischer Natur: Netzausbau, Genehmigungsverfahren und Lieferkettendiversifizierung entscheiden nun über den Erfolg. ^[7, 9, 44]

Die Lücke zwischen den Netto-Null-Anforderungen (11.000 GW bis 2030, 1,5 Billionen USD/Jahr Investitionen) und dem aktuellen Pfad (5.500 GW Zubau, 807 Milliarden USD/Jahr) bleibt erheblich. ^[5, 7, 27] Die Technologie ist bereit – die entscheidende Variable ist, ob Regierungen, Regulierungsbehörden und Industrie die Rahmenbedingungen schaffen, um die beispiellose technologische Dynamik in tatsächliche Systemtransformation zu übersetzen.

Quellenverzeichnis

Quellen Studie zur möglichen Wiedereinführung der Atomkraft in Deutschland :

- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Monitoring-Bericht „Energiewende. Effizient. Machen.“* (September 2025) – Daten zur Stromerzeugung 2023[8][10].
- Fraunhofer-Institut IKTS: *Faktencheck Kernenergie* (Oktober 2024) – Analyse zu Anteil Kernenergie, Kosten, Mythen[126][44][41][22].
- IW Köln (Malte Küper): Interview „Rückkehr zur Atomkraft wäre nicht sinnvoll“ (Nov. 2024) – Einschätzung zu Reaktivierungsdauer, Hürden und SMR-Potenzial[23][31][50].
- ZDFheute: „So stehen die Parteien zur Kernenergie“ (Jan. 2025) – Politische Positionen und Pro/Contra-Argumente im Überblick[5][127][55].
- Tagesspiegel: „Söder fordert Bau von Mini-Atomkraftwerken“ (Nov. 2025) – Aussage zu SMR in Deutschland, Kosten Atomstrom[99][128].
- Deutschlandfunk: Bericht „Nukem: deutsche AKW könnten 2030 wieder Strom liefern“ (März 2025) – Kostenschätzung und Betreiberreaktionen[21][25].
- ntv.de: „Rechnungshof schlägt bei Macrons AKW-Plänen Alarm“ (Jan. 2025) – Zahlen zu Frankreichs Ausbauplänen und Flamanville-Kosten[129][32].
- World Nuclear Industry Status Report 2025 / Der Standard: „Atomkraft weltweit auf dem Rückzug – außer in China“ (Nov. 2025) – Globale Statistiken, China vs. Rest der Welt[85][101].
- RWE/solarbranche.de: „RWE-Chef: Rückkehr sehr unrealistisch“ (Nov. 2024) – Zitat zu Kosten, fehlenden Fachkräften[34][35].
- STERN: „Thorium statt Uran: Chinas neue Wege“ (Dez. 2025) – Beschreibung Thorium-MSR Vorteile und Kostenprojektion[107][109].
- Weitere: IAEA, IEA, OECD/NEA Reports; Deutsche Akademien (ESYS) Statement Fusion 2021; Pressemitteilungen EnBW, PreussenElektra 2024 etc.

[23][34][37][55][22][44][32][85][50][109]

[1] [3] [8] [9] [10] [17] [19] [20] [22] [24] [29] [30] [40] [41] [42] [43] [44] [45] [46] [56] [71] [123]
[125] [126] [ikts.fraunhofer.de](https://www.ikts.fraunhofer.de)

https://www.ikts.fraunhofer.de/content/dam/ikts/abteilungen/umwelt_und_verfahrenstechnik/technologieoekonomik_nachhaltigkeitsanalyse/oekonomische_analyse_nachhaltigkeit/241030_Fraunhofer-Faktencheck_Kernenergie.pdf

[2] [23] [31] [33] [47] [50] [52] [53] [54] [97] [102] [122] „Rückkehr zur Atomkraft wäre nicht sinnvoll“ - Institut der deutschen Wirtschaft (IW)

<https://www.iwkoeln.de/presse/interviews/malte-kueper-rueckkehr-zur-atomkraft-waere-nicht-sinnvoll.html>

[4] [5] [11] [12] [13] [14] [18] [26] [28] [37] [39] [48] [49] [55] [57] [100] [127] Bundestagswahl 2025: So stehen die Parteien zur Kernenergie

<https://www.zdfheute.de/politik/deutschland/atomkraft-kernenergie-energiepolitik-bundestagswahl-100.html>

[6] [7] [34] [35] [36] Klare Ansage zur Atomenergie: RWE-Chef hält Rückkehr von Atomkraftwerken in Deutschland für "sehr unrealistisch"

<https://www.solarbranche.de/news/ticker/klare-ansage-zur-atomenergie-rwe-chef-haelt-rueckkehr-von-atomkraftwerken-in-deutschland-fuer-sehr-unrealistisch-artikel7066>

[15] [16] [93] [94] Mehrheit für Kernenergie: Aktuelle Umfragen zur Atomkraft in Deutschland - Tech for Future

<https://www.tech-for-future.de/atomkraft-umfrage/>

[21] [25] [27] Bericht der "Bild"-Zeitung - Nuklear-Dienstleister Nukem: Deutsche Atomkraftwerke könnten 2030 wieder Strom liefern

<https://www.deutschlandfunk.de/nuklear-dienstleister-nukem-deutsche-atomkraftwerke-koennten-2030-wieder-strom-liefern-100.html>

[32] [58] [60] [61] [62] [63] [64] [65] [66] [67] [129] "Risiken und Zwänge": Rechnungshof schlägt bei Macrons AKW-Plänen Alarm - n-tv.de

<https://www.n-tv.de/politik/Rechnungshof-schlaegt-bei-Macrons-AKW-Plaenen-Alarm-article25488310.html>

[38] Debatte um Atomkraft - Wie lange lassen wir uns noch die Zukunft ...

<https://www.cicero.de/wirtschaft/debatte-um-atomkraft-wie-lange-lassen-wir-uns-noch-die-zukunft-verbieten-und-von-wem>

[51] [59] [85] [86] [88] [89] [90] [91] [95] [96] [101] Atomkraft ist weltweit auf dem Rückzug – außer in China

<https://www.worldnuclearreport.org/Atomkraft-ist-weltweit-auf-dem-Ruckzug-ausser-in-China>

[68] Frankreich verschiebt Bau neuer Atomkraftwerke bis 2038 - Telepolis

<https://www.telepolis.de/article/Frankreich-verschiebt-Bau-neuer-Atomkraftwerke-bis-2038-10326210.html>

[69] Olkiluoto Hit New Production Record In 2023

<https://www.euronuclear.org/news/olkiluoto-hit-new-production-record-in-2023/>

[70] Finnland: Endlager für Atom Müll vor dem Betriebsbeginn

<https://www.rnd.de/wissen/finnland-endlager-fuer-atommuell-vor-dem-betriebsbeginn-LCNJTVLOMVCKBOCOZFD7SECQ74.html>

[72] Finland's Spent Fuel Repository a "Game Changer" for the Nuclear ...

<http://www.iaea.org/newscenter/news/finlands-spent-fuel-repository-a-game-changer-for-the-nuclear-industry-director-general-grossi-says>

[73] Finnland: weiteres Projekt mit Fernwärme-SMR von Steady Energy

<https://www.nuklearforum.ch/de/news/finnland-weiteres-projekt-mit-fernwaerme-smr-von-steady-energy>

[74] Small modular reactors pave the way | VTT News

<https://www.vttresearch.com/en/news-and-ideas/small-modular-reactors-pave-way-nuclear-district-heating-finnish-homes>

[75] [76] [81] [82] [83] [84] Ontario's Darlington SMR project to cost nearly \$21-billion, significantly higher than expected

<https://www.worldnuclearreport.org/Ontario-s-Darlington-SMR-project-to-cost-nearly-21-billion-significantly-higher>

[77] [98] GE Hitachi Nuclear Energy Selected by Ontario Power Generation ...

<https://www.gevernova.com/news/press-releases/ge-hitachi-nuclear-energy-selected-by-ontario-power-generation-as-technology-partner>

[78] OPG approved to build first SMR at Darlington nuclear project

<https://www.enlit.world/library/opg-approved-to-build-first-smr-at-darlington-nuclear-project>

[79] OPG secures government equity financing for SMR project

<https://www.world-nuclear-news.org/articles/opg-secures-government-equity-financing-for-smr-project>

[80] OPG expects nuclear construction on first SMR to begin in 2025

<https://www.power-eng.com/nuclear/smr/opg-expects-nuclear-construction-on-first-smr-to-begin-in-2025/>

[87] China baut trotz Baupause im Inland die Hälfte aller neuen ...

<https://globalenergymonitor.org/de/report/china-is-building-half-of-the-worlds-new-nuclear-power-despite-inland-plants-pause/>

[92] Eine einzige Tonne Thorium kann so viel Energie liefern ... - Facebook

<https://www.facebook.com/nachhaltigewelt/posts/china-hat-eine-bahnbrechende-entdeckung-bekannt-gegeben-die-die-zukunft-der-glob/768342535899129/>

[99] [128] „Kleinere, smarte Reaktoren“: Söder fordert Bau von Mini-Atomkraftwerken in Deutschland

<https://www.tagesspiegel.de/politik/kleinere-smarte-reaktoren-soder-fordert-bau-von-mini-atomkraftwerken-in-deutschland-14848442.html>

[103] [104] [105] [106] [107] [108] [109] [110] [111] [112] [113] [114] Thorium statt Uran: Chinas neue Wege in der Kerntechnologie | STERN.de

<https://www.stern.de/digital/technik/thorium-statt-uran--chinas-neue-wege-in-der-kerntechnologie-35687780.html>

[115] [117] Kernfusion Aktien: Zukunft der Energie & wichtigste Unternehmen

<https://www.agora-direct.com/de/blog/kernfusion-aktien/>

[116] Proxima Fusion: Ein Start-up auf dem Weg zur Kernfusion

<https://www.mpg.de/24360302/proxima-fusion>

[118] [PDF] Kommerzielle Energieerzeugung mit Kernfusion nicht absehbar

<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/315404/1/192282724X.pdf>

[119] Kommerzielle Energieerzeugung mit Kernfusion nicht absehbar

https://www.diw.de/de/diw_01.c.942435.de/publikationen/wochenberichte/2025_13_1/kommerzielle_energieerzeugung_mit_kernfusion_nicht_absehbar_anwendungsforschung_entwickelt_sich_dynamisch.html

[120] Kernfusion nach Plan: Proxima Fusion peilt Marktreife an

<https://www.all-electronics.de/elektronik-entwicklung/kernfusion-nach-plan-proxima-fusion-peilt-marktreife-an/782858>

[121] [PDF] Kernfusion als Baustein einer klimaneutralen Energieversorgung?

https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Impuls_Kernfusion.pdf

[124] Ontario Breaks Ground on World-Leading Small Modular Reactor

<https://news.ontario.ca/en/release/1002543/ontario-breaks-ground-on-world-leading-small-modular-reactor>

Quellen Geplante AKW weltweit: Status, Zeitrahmen und Kosten: Aktuelle Marktstudien und Fachberichte [1][24][15][19][25] (sowie Fachliteratur der World Nuclear Association und Institute for Energy Economics). Diese veranschaulichen die Projektstände, Zeitpläne und Kostenentwicklung der genannten Anlagen und Technologien.

[1] [4] Plans For New Reactors Worldwide - World Nuclear Association

<https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide>

[2] In pictures: Final module in place at Haiyang 3 - World Nuclear News

<https://www.world-nuclear-news.org/articles/final-module-in-place-at-haiyang-3>

[3] [6] [9] [10] [24] European Pressurized Reactors: Nuclear power's latest costly and delayed disappointments | IEEFA

<https://ieefa.org/articles/european-pressurized-reactors-nuclear-powers-latest-costly-and-delayed-disappointments>

[5] Flamanville EPR Reactor Reaches 100% Nuclear Power After 12-year Delay - Energynews.pro

<https://energynews.pro/en/flamanville-epr-reactor-reaches-100-nuclear-power-after-12-year-delay/>

[7] World Nuclear Industry Status Report 2023 - Beyond Nuclear

<https://beyondnuclear.org/world-nuclear-industry-status-report-2023/>

[8] Nuclear Power in Turkey - World Nuclear Association

<https://world-nuclear.org/Information-Library/Country-Profiles/Countries-T-Z/Turkey>

[11] [12] [13] Economics of Nuclear Power - World Nuclear Association

<https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>

[14] [17] Analysis Shows Competitive LCOE Target For Small Modular Reactors

<https://www.nucnet.org/news/analysis-shows-competitive-lcoe-target-for-small-modular-reactors-7-3-2025>

[15] Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor | IEEFA

<https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor>

[16] UK Awards £2.5B for a Rolls-Royce SMR; Funds Sizewell C for £14.2B | Neutron Bytes

<https://neutronbytes.com/2025/06/10/uk-awards-2-5-billion-for-a-rolls-royce-smr-funds-14-2-billion-for-sizewell-c/>

[18] [19] [20] Thorium - World Nuclear Association

<https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/thorium>

[21] ITER - Wikipedia

<https://en.wikipedia.org/wiki/ITER>

[22] [23] [25] ITER fusion project confirms more delays and €5B cost overrun | Science|Business

<https://sciencebusiness.net/news/iter-fusion-project-confirms-more-delays-and-eu5b-cost-overrun>

Quellen Aussagen von Kanzler Merz (Jan. 2026) zur Energiepolitik und ihr Realitätscheck :

Öffentliche Redebeiträge und Äußerungen von Friedrich Merz im Januar 2026 sowie Analysen: Bundesregierung, Pressekonferenz Nordsee-Gipfel, 26.01.2026[1][3]; Neujahrsempfang Wirtschaft Halle, 14.01.2026 (Zitat via B.Z.)[10][14]; Frankfurter Rundschau, 17.01.2026[43][27][30]; Morgenpost, 27.01.2026[4]; DIE ZEIT (dpa), 26.01.2026[8][9]; Greenpeace/TU Wien via green-lifestyle-magazin.de, 01.2025[32][34]; World Nuclear Industry Status Report 2025 (via Handelsblatt, 21.01.2026)[44][45].

[1] [2] [3] [22] [23] [41] Pressekonferenz von Bundeskanzler Merz beim Nordsee-Gipfel | Bundesregierung

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/pk-merz-nordsee-gipfel-2404126>

[4] [5] [6] Merz: Trotz massivem Offshore-Ausbau – Windkraft nur „Übergangstechnologie“

<https://www.morgenpost.de/politik/article411047463/windkraft-ausbau-geplant-fuer-merz-aber-nur-uebergangstechnologie.html>

[7] [8] [9] [35] [42] Energiepolitik: Nordsee soll "größter Energie-Hub der Welt" werden | DIE ZEIT

<https://www.zeit.de/news/2026-01/26/nordsee-anrainer-treiben-windkraft-ausbau-voran>

[10] [12] [14] [15] [16] [20] [21] Merz: „Schwerer Fehler, aus der Kernenergie auszusteigen“

<https://www.bz-berlin.de/deutschland/merz-kernenergie-ausstieg-fehler>

[11] [13] [27] [28] [29] [30] [43] Merz verwirrt mit Wasserstoff-Aussage – Fragezeichen bei Reiches Kraftwerksstrategie

<https://www.fr.de/wirtschaft/merz-verwirrt-mit-wasserstoff-aussage-fragezeichen-bei-reiches-kraftwerksstrategie-zr-94125745.html>

[17] [18] [19] [31] [32] [33] [34] [36] [40] Europas umstrittener Atomkraft-Plan - green Lifestyle Magazin

<https://green-lifestyle-magazin.de/europas-atomkraft-plan/>

[24] [25] [26] Nach Regierungserklärung von Kanzler Merz: Brennelemente-Einstieg von Rosatom schafft Abhängigkeit

<https://www.ausgestrahlt.de/presse/uebersicht/nach-regierungserklaerung-von-kanzler-merz-brennele/>

[37] [38] [39] Kernfusion: Wo Kanzler Merz hinter Versprechen zurückbleibt

<https://www.zfk.de/energie/strom/kernfusion-kanzler-merz-finanzierung-handelsblatt>

[44] [45] Energie: Rückkehr der Atomkraft? Das sind die Perspektiven

<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-rueckkehr-der-atomkraft-das-sind-die-perspektiven/100190668.html>

Quellen H2-Ready Gaskraftwerke: Merz' Aussage und technische Fakten : (Auswahl wichtiger Belege mit Datum und Zitat)

- **Friedrich Merz (CDU), 15.01.2026:** „...nun Gaskraftwerke gebaut werden könnten, ohne dass sie vom ersten Tag an wasserstofffähig sein müssten. ‘Wir haben den Wasserstoff nicht, den wir dafür eigentlich bräuchten.’“ (dpa-Meldung)[1]
- **Bundeswirtschaftsministerium, Jan. 2026:** Neue Kraftwerke „sollen wasserstofffähig sein und spätestens bis zum Jahr 2045 vollständig dekarbonisiert werden“ – in den Jahren 2027/29 sind weitere Ausschreibungen geplant, um vorzeitigen Umstieg auf H₂ zu ermöglichen[52].
- **Siemens Energy / TÜV SÜD, 2023:** Erstes TÜV-Zertifikat für „H2-Ready“-Kraftwerkskonzept (Siemens SGT-800). Der Hersteller garantiert, dass die neuen Turbinen „bis zu 75 % Wasserstoff-Beimischung“ ab Inbetriebnahme verarbeiten können und „für 100 % Wasserstoff vorbereitet“ sind[6]. Perspektivisch soll „bis 2030 die 100% H₂-Fähigkeit“ aller Gasturbinen erreicht werden[8].

- **EnBW/Siemens, Pressemitteilung 11.04.2025:** In Stuttgart-Münster ging eines der ersten „wasserstofffähigen“ GuD-Kraftwerke Deutschlands in Betrieb. Zitat EnBW: „Vom Mitte der 2030er Jahre [...] nach einem zweiten Fuel-Switch [wird man] die Anlage mit bis zu 100 % Wasserstoff betreiben, sofern dieser in ausreichenden Mengen verfügbar ist“^[7]. Bis dahin Betrieb mit Erdgas; durch 50% niedrigere CO₂-Emissionen gegenüber Kohle bereits deutliche Klimawirkung^[53].
- **Siemens Energy (Projekt Wien), Okt. 2022:** In der GuD-Anlage Donaustadt (Wien) wurde 2023 erstmals eine große 4000F-Gasturbine auf H₂-Betrieb umgerüstet (Test mit 15% H₂, später 30%). „Bei kleineren Gasturbinen [wird] bereits 2023 mit 100 % Wasserstoff [gearbeitet]“, aber „bei größeren Kraftwerken müssen wir [...] den Wasserstoffanteil schrittweise erhöhen“, auch wegen fehlender H₂-Infrastruktur und -Mengen**^[21]. Das zeigt die stufenweise Vorgehensweise bei Hochleistungs-GT.
- **Vgbe (Technikverband), H2-Readiness Factsheet, März 2023:** Beschreibt detailliert die Anforderungen an H₂-fähige Kraftwerke. U.a.: „Gasturbinen müssen Gasgemische von 0–100 % H₂ sicher verbrennen können, auch bei raschen Wechseln“^[54]. Bis ~5% H₂ kaum Umrüstung nötig, darüber hinaus neue Brenner-Technologien ab ~25% H₂^[22]. **NOx**-Problematik wird erwähnt: Bei 100% H₂ mehr Wasserdampf im Abgas, „was bei trockener Normalmessung zu höheren NOx-Werten führt“ – Regulatorik sollte Machbarkeit berücksichtigen^[25]. Wichtig: „Es ist nicht notwendig, komplett neue Turbinen zu entwickeln; die Auslegung kann auf bestehenden Konzepten basieren“, jedoch **Brenner, Materialien, Steuerung, Schutzsysteme** etc. müssen angepasst werden^[55].
- **GE Gas Power (Martin O'Neill), Euractiv-Event, Mai 2021:** „Heute haben wir eine 50% Wasserstoff-Fähigkeit bei unseren größten Gasturbinen [...] Unser Ziel ist, bis 2030 100 % Wasserstofffähigkeit zu erreichen.“ Gleichzeitig Warnung, dass ausreichend **Clean Hydrogen** verfügbar sein muss und politische Anreize nötig sind^{[8][56]}.
- **Hydrogen Europe, 16.10.2023:** Bericht über HYFLEXPOWER-Pilot in Frankreich: „Durchbruch: Europäisches Konsortium unter Leitung Siemens Energy testet erstmals eine Gasturbine, die mit reinem Wasserstoff [...] läuft“. In einem Papierwerk in Saillat wurde eine SGT-400 Turbine so modifiziert, dass sie „mit 100 % H₂, Erdgas und jeder Mischung daraus“ betrieben werden kann^[18].
- **Process Sensing (Messgerätehersteller), 2023:** „Wasserstoff in Kraftwerken muss hohe Reinheit aufweisen, um Effizienz und Sicherheit nicht zu gefährden. Verunreinigungen wie Feuchte, Sauerstoff, Schwefel und Stickstoff können den Verbrennungsprozess stören, zu Wirkungsgradverlust und Geräteschäden führen“^{[40][41]}. – Hinweis auf anspruchsvolle Qualitätsanforderungen an H₂-Brennstoff.
- **Süddeutsche Zeitung/dpa, 15.11.2025 („Merz-Regierung Gaskraftwerks-Offensive“):** „Diese Gaskraftwerke werden so ausgeschrieben, dass sie technisch in der Lage sind, auch Wasserstoff zu nutzen“, erklärte Kanzler Merz zu den Plänen über 10 GW neue Kraftwerkskapazität^{[57][3]}. **Anforderung:** „von Beginn an auf eine spätere Umrüstung auf Wasserstoff ausgelegt“ („H2-Ready“)^[3]. – Bestätigung der politischen Zielsetzung, die Merz in seinen Aussagen vertritt.

[1] [43] [45] [46] [47] [52] Energiepolitik - Durchbruch für neue Gaskraftwerke in Deutschland - Wirtschaft - SZ.de

<https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energiepolitik-durchbruch-fuer-neue-gaskraftwerke-in-deutschland-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-260115-930-551178>

[2] Neue Gaskraftwerke: EU-Genehmigung laut Kanzler Merz wahrscheinlich

<https://www.wiwo.de/politik/europa/neue-gaskraftwerke-eu-genehmigung-laut-kanzler-merz-wahrscheinlich/100191660.html>

[3] [44] [48] [57] Merz-Regierung startet Gaskraftwerks-Offensive – Stromversorgung bis 2031 im Umbruch

<https://www.merkur.de/wirtschaft/merz-regierung-startet-gaskraftwerks-offensive-stromversorgung-bis-2031-im-umbruch-zr-94037165.html>

[4] [5] Leipziger Stadtwerke, Germany: 100% hydrogen-ready CHP plant

<https://www.siemens-energy.com/us/en/home/references/leipzig-sued.html>

[6] [49] Prospects for using hydrogen in gas power plants are becoming tangible

<https://www.siemens-energy.com/us/en/home/press-releases/prospects-using-hydrogen-gas-power-plants-are-becoming-tangible.html>

[7] [53] EnBW hydrogen-ready gas turbine plant | EnBW

<https://www.enbw.com/press/enbw-hydrogen-ready-gas-turbine-stuttgart.html>

[8] [56] GE eyes 100% hydrogen-fuelled power plants by 2030 - ONE Only Natural Energy

<https://www.onlynaturalenergy.com/ge-eyes-100-hydrogen-fuelled-power-plants-by-2030/>

[9] etn.global

<https://etn.global/wp-content/uploads/2024/11/ETN-Global-Hydrogen-Gas-Turbines-Report-10-2024.pdf>

[10] [11] [50] [51] Siemens Energy | TÜV SÜD

<https://www.tuvsud.com/en/knowledge-hub/case-studies/siemens-energy>

[12] [13] [14] [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30] [31] [32] [33] [34] [35] [36] [54] [55]
vgbe.energy

https://www.vgbe.energy/en/?jet_download=c27e206dba054173d43e4201a2bec5a5d0a839b6

[15] [16] [17] [21] [38] Wasserstoffverstromung in Donaustadt

<https://www.siemens-energy.com/de/de/home/stories/was-die-welt-von-oesterreichs-ersten-wasserstoff-feldversuchen-lernen-kann.html>

[18] [19] Hydrogen Europe

<https://hydrogeneurope.eu/siemens-and-others-test-first-100-h2-gas-turbine-in-france/>

[20] Is there a Hydrogen Future for Your Gas Turbine? - ESIG

<https://www.esig.energy/is-there-a-hydrogen-future-for-your-gas-turbine/>

[37] VGB POWERTECH Issue 3 (2020) - YUMPU

<https://www.yumpu.com/en/document/view/63257528/vgb-powertech-issue-3-2020>

[39] [PDF] Hydrogen as a Gas Turbine Fuel - ENTRUST Solutions Group

https://entrustsol.com/wp-content/uploads/2023/02/Hydrogen_as_Gas_Turbine_Fuel_Feasibility_and_Considerations_JN_R5.pdf

[40] [41] [42] Hydrogen in Power Plants | Ensuring Efficiency and Safety Through Purity Measurements

<https://www.processsensing.com/en-us/industries/Measurements-for-hydrogen-purity-in-power-plants.htm>

Quellen EnBW und das Konzept wasserstoffbetriebener Gaskraftwerke (Ende 2025): EnBW-Pressemitteilung (17.10.2025)[1][2]; Kontext Wochenzeitung (23.04.2025)[25][3][7]; Fraunhofer-ISI-Studie für DUH (2023)[14]; Reuters/OVB (Nov. 2025)[21][22]; EnBW-HV 2025 – Rede Stamatelopoulos (08.05.2025)[18][19]; energate (22.04.2025)[26][27].

[1] [2] EnBW: Gaskraftwerk Stuttgart kommerziell in Betrieb | EnBW

<https://www.enbw.com/presse/enbw-gaskraftwerk-stuttgart-kommerzieller-betrieb.html>

[3] [4] [5] [6] [7] [8] [9] [10] [11] [24] [25] Neues EnBW-Gaskraftwerk in Karlsruhe: Wasserstoff als Idee – Gas als Realität - Ausgabe 734

<https://www.kontextwochenzeitung.de/wirtschaft/734/wasserstoff-als-idee-gas-als-realitaet-10200.html>

[12] [13] EnBW commissions hydrogen-ready power plant in Stuttgart

<https://www.districtenergy.org/blogs/district-energy/2025/04/15/enbw-commissions-hydrogen-ready-power-plant-in-stu>

[14] [15] [16] [17] Titel

https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Fraunhofer_ISI_DUH_H2Readiness.pdf

[18] [19] EnBW-Hauptversammlung 2025: Größtes Investitionsprogramm in der Unternehmensgeschichte bis 2030 geplant – pv magazine Deutschland

<https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/enbw-hauptversammlung-2025-groesstes-investitionsprogramm-in-der-unternehmensgeschichte-bis-2030-geplant/>

[20] EnBW head urges speed on new German power plant plan | Reuters

<https://www.reuters.com/business/energy/enbw-head-urges-speed-new-german-power-plant-plan-2025-02-10/>

[21] [22] OVB Heimatzeitungen | Zweifel an Kraftwerksplänen

<https://www.ovb-heimatzeitungen.de/wirtschaft/2025/06/02/zweifel-an-kraftwerksplaenen.ovb>

[23] [26] [27] EnBW sieht CCS an Gaskraftwerken als "extrem teuer"

<https://www.mega-monheim.de/unternehmen/aktuelles/enbw-sieht-ccs-an-gaskraftwerken-als-extrem-teuer>

Quellen Stromgestehungskosten eines H₂-Gaskraftwerks und Perspektiven für grünen

Wasserstoff : Die Berechnungen und Aussagen stützen sich auf aktuelle Studien und Berichte, u.a. vom *Fraunhofer ISE* [5], der *FfE* München [3], *EnBW* [2], der *IEA* sowie offiziellen Mitteilungen zum Saudi-Arabien-Besuch [20] [38]. Diese belegen sowohl die heutige Kostenhöhe (LCOE ~40–60 Ct/kWh mit H₂ [5]) als auch die anvisierten Importstrategien und Preisprognosen (H₂-Preis 2030 ~6–10 €/kg [3], langfristig ggf. ~2–3 €/kg [13]). Insgesamt bleibt festzuhalten: **Grüner Wasserstoff ist aktuell für Strom sehr teuer**, aber durch internationale Kooperation und Skaleneffekte soll er in Zukunft wirtschaftlich tragfähiger werden – auch wenn unklar ist, ob er bis 2040 wirklich günstig genug wird, um im großen Maßstab konventionelle Kraftwerke zu ersetzen.

[1] [18] H2-Ready: Wie Deutschland seine Kraftwerke für die Zukunft rüstet | Telepolis

<https://www.telepolis.de/article/H2-Ready-Wie-Deutschland-seine-Kraftwerke-fuer-die-Zukunft-ruestet-9626214.html>

[2] [19] Herstellung von Wasserstoff | EnBW

<https://www.enbw.com/unternehmen/themen/wasserstoff/wasserstoffherstellung.html>

[3] [8] [9] [10] [15] Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht

https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf

[4] Was sind Stromgestehungskosten, und wie schneiden PV und Co. ab?

<https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/stromgestehungskosten>

[5] [6] [7] LCOE Kurzstudie

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Kurzanalyse_flexibleKraftwerke.pdf

[11] [12] dvgw.de

<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/wasserstoff-import-dvgw-factsheet-anhang.pdf>

[13] Titel

<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wGlobal/wGlobal/scripts/accessDocument.php?forceDownload=0&document=%2Fenertile-explorer-wAssets%2Fdocs%2FLFS3-O45-Rahmendaten.pdf>

[14] [39] How could the demand for hydrogen and its price develop up to 2045? - Fraunhofer ISI

<https://www.isi.fraunhofer.de/en/presse/2023/presseinfo-02-nachfrage-preise-wasserstoff-2045.html>

[16] [17] Durchgesickert: EU-Wasserstoffstrategie strebt bis 2030 einen Umsatz von 140 Milliarden Euro an – pv magazine Deutschland

<https://www.pv-magazine.de/2020/06/19/durchgesickert-eu-wasserstoffstrategie-strebt-bis-2030-einen-umsatz-von-140-milliarden-euro-an/>

[20] [21] [23] [24] [26] [28] Germany, Saudi Arabia seal energy partnership, companies launch hydrogen supply deals | Clean Energy Wire

<https://www.cleanenergywire.org/news/germany-saudi-arabia-seal-energy-partnership-companies-launch-hydrogen-supply-deals>

[22] [25] [29] [30] [31] [32] [38] Germany, Saudi Arabia agree to enhance energy cooperation | Daily Sabah

<https://www.dailysabah.com/business/energy/germany-saudi-arabia-agree-to-enhance-energy-cooperation>

[27] Germany's EnBW signs deal with Acwa for ammonia hydrogen pathway | Reuters

<https://www.reuters.com/business/energy/germanys-enbw-signs-deal-with-acwa-ammonia-hydrogen-pathway-2026-02-01/>

[33] [34] [35] [36] h2-global.org

<https://h2-global.org/wp-content/uploads/2025/06/h2g-auction-results-press-release.pdf>

[37] [PDF] Wasserstoff - DIHK-Faktenpapier

<https://www.dihk.de/resource/blob/153738/fd2c89df9484cf912199041a9587a3d6/energie-dihk-faktenpapier-wasserstoff-data.pdf>

Quellen Kostenstruktur für importierten Wasserstoff via Ammoniak (Saudi-Arabien → Deutschland): Die obigen Angaben und Berechnungen basieren auf aktuellen Veröffentlichungen renommierter Organisationen und Projekte, u.a. Fraunhofer ISE, Agora Energiewende, IEA, S&P Global, sowie auf Daten geplanter Großprojekte (NEOM/ACWA Power) und Programmen (H2Global)[34][16][4][17]. Diese wurden miteinander in Beziehung gesetzt, um ein möglichst realistisches Bild der Lieferkette H_2 (SA) → NH_3 → H_2 (DE) und der entstehenden Kosten zu zeichnen.

[1] [42] Saudi's \$8.4B Hydrogen Project Nears Completion

<https://saudienergyconsulting.com/insights/articles/saudi-arabia-renewable-hydrogen-global-energy-leadership>

[2] Analyse zum medialen Diskurs von Wasserstoff-Transportinfrastrukturen

https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/FF45D5F7BA2D103BE0537E69

[5E8620CE/live/document/Analyse_zum_medialen_Diskurs_von_Wasserstoff-Transportinfrastrukturen.pdf](#)

[3] [4] [5] [6] [13] [39] icon-twitter

<https://www.ffe.de/en/publications/transportation-of-the-energy-carrier-ammonia/>

[7] [8] [23] [24] [25] Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media - Ammonia Energy Association

<https://ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>

[9] [10] [17] [30] [31] [35] [40] [41] Ammonia cracking costs, emissions key to hydrogen's competitiveness in Europe | S&P Global

<https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/energy-transition/060925-ammonia-cracking-costs-emissions-key-to-hydrogens-competitiveness-in-europe>

[11] [12] [14] [15] Wasserstoffimporte

<https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2021/Bereitstellung%20von%20Wasserstoff%20bis%202030.pdf>

[16] [38] Kosten und Risiken der Einfuhr von Wasserstoffderivaten per Schiff

<https://www.agora-energiawende.de/aktuelles/kosten-und-risiken-der-einfuhr-von-wasserstoffderivaten-per-schiff>

[18] The Cost of CO₂-free Ammonia

<https://ammoniaenergy.org/articles/the-cost-of-co2-free-ammonia/>

[19] Microsoft Word - M713-PR-00001-A Rev 1 CATF Landed Cost of Hydrogen Carriers.docx

<https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/05/23054736/catf-kbr-landed-cost-hydrogen-carriers.pdf>

[20] [21] [22] [26] [27] [28] [29] [32] [33] Studie zur zukünftigen Nutzung von Ammoniak als Wasserstoff- und Energieträger und die Auswirkungen auf den Transport und Logistiksektor – Schwerpunkt Technologien Ammoniakzersetzung AWATA

https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/fokusthemen/greenhydrogen/AWATA_Bericht.pdf

[34] [36] [37] So soll Ammoniak die Energiewende beschleunigen

<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/greentech-serie-vom-duenger-zum-energietraeger-so-soll-ammoniak-die-energiewende-beschleunigen/29407486.html>

[43] Hydrogen leakages across the supply chain: Current estimates and ...

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319925028824>

Quellenverzeichnis Erneuerbare Energien als Zukunftslösung

- [1] IRENA (2025): Renewable Power Generation Costs in 2024. International Renewable Energy Agency, Juli 2025. Abu Dhabi.
- [2] IRENA (2025): Renewables in 2024 – 5 Key Facts Behind a Record-Breaking Year. irena.org, April 2025.
- [3] IRENA (2025): Renewable Capacity Highlights, 26 March 2025. IRENA_DAT_RE_Capacity_Highlights_2025.pdf.
- [4] IRENA (2025): Renewable Energy Highlights, July 2025. IRENA_DAT_Renewable_energy_highlights_2025.pdf.
- [5] IRENA (2024): World Energy Transitions Outlook 2024 – 1.5°C Pathway Executive Summary. November 2024. Abu Dhabi.
- [6] IRENA (2024): Renewable Capacity Statistics 2024. März 2024. Abu Dhabi.
- [7] IEA (2024): Renewables 2024 – Analysis and Forecast to 2030. International Energy Agency, Dezember 2024. Paris.
- [8] IEA (2025): Renewables 2025 – Renewable Electricity. International Energy Agency, 2025. Paris.
- [9] IEA (2024): World Energy Outlook 2024. International Energy Agency, Oktober 2024. Paris.
- [10] Lazard (2025): Levelized Cost of Energy+ (LCOE+ v18.0). Juni 2025. lazard.com.
- [11] Fraunhofer ISE (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien in Deutschland. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Juli 2024. Freiburg.
- [12] BloombergNEF (2025): Energy Transition Investment Trends 2025 – Tracking Global Investment in the Low-Carbon Energy Transition. Januar 2025. New York.
- [13] BloombergNEF (2025): Global Investment in the Energy Transition Exceeded \$2 Trillion for the First Time in 2024. BloombergNEF, Januar 2025.
- [14] BloombergNEF (2026): Global Energy Transition Investment Reached Record \$2.3 Trillion in 2025, Up 8% from 2024. BloombergNEF, Januar 2026.
- [15] Ember (2025): Global Electricity Review 2025. Ember Climate, April 2025. London.
- [16] Ember (2025): China Energy Transition Review 2025. Ember Climate, 2025.
- [17] IPCC (2014): Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Energy Sources. In: AR5 – Mitigation of Climate Change, Annex III. Cambridge University Press.
- [18] Carbon Brief (2017): Solar, Wind and Nuclear Have 'Amazingly Low' Carbon Footprints, Study Finds. carbonbrief.org.
- [19] World Nuclear Association (2024): Carbon Dioxide Emissions from Electricity. world-nuclear.org.
- [20] Worldometers (2024): World Oil Statistics. worldometers.info; BKV Energy (2024): When Will We Run Out of Fossil Fuels? bkvenergy.com.
- [21] SolarQuarter (2025): Global Renewable Capacity Hits 4,448 GW in 2024, Solar Alone Reaches 1,865 GW. solarquarter.com, März 2025.
- [22] World Economic Forum (2025): Renewable Energy Capacity Surged Around the World in 2024. weforum.org, April 2025.
- [23] S&P Global Commodity Insights (2025): China's Solar Capacity Growth Sets New Record in 2024. spglobal.com, Januar 2025.
- [24] Electrek (2025): China Installed a Record Capacity of Solar and Wind in 2024 – In Numbers. electrek.co, Januar 2025.
- [25] Strategic Energy Europe (2025): Renewable Energy Powers 47% of Electricity in the EU in 2024, with Denmark Leading the Way. strategicenergy.eu.
- [26] Press Information Bureau India (2025): India's Renewable Energy Capacity Achieves Historic Growth in FY 2024-25. pib.gov.in.

- [27] IRENA / CPI (2025): Global Renewable Energy Investment Hit USD 807 Billion in 2024. IRENA Press Release, November 2025.
- [28] Taylor Wessing (2024): Offshore Wind in Germany and Europe – Status Quo and Outlook. taylorwessing.com, August 2024.
- [29] European Commission (2023): Member States Agree New Ambition for Expanding Offshore Renewable Energy. energy.ec.europa.eu, Januar 2023.
- [30] Windtech International (2025): Global Offshore Wind Capacity Reaches 83 GW Despite Short-Term Challenges. windtech-international.com.
- [31] Climate Action (2024): IEA Renewables 2024 – Massive Global Growth of Renewables to 2030. climateaction.org.
- [32] Climate Analytics (2024): The IEA Just Published Its 2024 World Energy Outlook: What Does It Say? climateanalytics.org, Oktober 2024.
- [33] BloombergNEF (2024): Unlocking Investment to Triple Renewables by 2030. bbhub.io, September 2024.
- [34] LDES Council / McKinsey & Company (2023): Net-Zero Power: Long Duration Energy Storage for a Renewable Grid. ldescouncil.com.
- [35] ESS News (2026): Big Battery Capacity Jumps Globally 12-Fold in Four Years: IEA. ess-news.com, Februar 2026.
- [36] CNESA (2024): Global Energy Storage Market Tracking – 2024 Q3. China Energy Storage Alliance, November 2024.
- [37] Wikipedia (2024): Hornsdale Power Reserve. en.wikipedia.org.
- [38] Wikipedia (2024): Moss Landing Power Plant. en.wikipedia.org.
- [39] pv magazine (2024): World's Largest Sodium-Ion Battery Goes into Operation. pv-magazine.com, Juli 2024.
- [40] REN21 (2024): Renewables 2024 Global Status Report. Paris.
- [41] Strategic Energy Europe (2025): Solar Curtailment Surges by 97% in Germany in 2024. strategicenergy.eu.
- [42] Southernrenewable.org (2024): Renewable Energy Capacity Factors: A Misunderstood Metric. southernrenewable.org.
- [43] U.S. Department of Energy (2023): Long Duration Storage Shot – Pathways to Commercial Liftoff. energy.gov.
- [44] Delfos Energy (2025): Curtailment by Any Name: The €7.2B Problem Draining Renewable Generators Worldwide. delfos.energy.
- [45] pv magazine (2024): Fraunhofer ISE – Stromgestehungskosten für neue PV-Freiflächenanlagen bei 4,1–6,9 Cent/kWh. pv-magazine.de, August 2024.
- [46] TaiyangNews (2025): IRENA – Solar Power Averaged \$0.043/kWh Globally in 2024. taiyangnews.info.
- [47] PV Tech (2025): IRENA – Global Solar PV LCOE Increases by 0.6% in 2024 to US\$0.043/kWh. pv-tech.org.