International Journal for Nuclear Power

atw

Sonderausgabe

August 2026

Dekarbonisierung
der Fern- und Prozesswärme

nucmag.com

Inhalt

Sonderausgabe 2026
August

Bewertung regenerativer Konzepte und Vorstellung nuklearer Chancen für die Fern- und Prozesswärmeerzeugung . . . 3
Bernhard Leidinger

Der LDR-50: wirtschaftliche, verlässliche und klimafreundliche Fern- und Prozesswärme für eine zukunftsfähige Energieversorgung . . . 8
Kalev Kallemts

Machbarkeitsbewertung: Einsatz des Westinghouse AP300 als Nuclear Steam Supply System (NSSS) für industrielle Prozessdampf-Anwendungen . . . 11
Martin Pache

Das Atomgesetz als Gestaltungsrahmen für die Erzeugung von Fern- und Prozesswärme . . . 16
Christian Schorn

Mehr Resilienz in der deutschen Energieversorgung durch Dekarbonisierung mit Kernenergie . . . 20
Gösta Jamin

NEU

Wenn Kernenergie Teil der Nachbarschaft wird . . . 26
Justin Franken

Ein Teil dieser Publikation wurde bereits im März 2026 als ausschließlich elektronische Version (pdf) veröffentlicht.

Bewertung regenerativer Konzepte und Vorstellung nuklearer Chancen für die Fern- und Prozesswärmeerzeugung

› Bernhard Leidinger

Die Energiewende steht vor einer fatalen Erkenntnis: mit dem bislang eingeschlagenen Weg werden wir zum einen schon den heutigen Bedarf an Elektrizität nicht fossilfrei herstellen können. Kohlen- und Gaskraftwerke müssen weiterlaufen, um die Entstehung von Mangel zu vermeiden. Zum anderen werden wir die darüber hinaus erwartete Steigerung des Strombedarfs für die Elektrifizierung der Mobilität und der Gebäudewärme in den kommenden Jahrzehnten nicht abdecken können. Strom wird ein sehr knappes und damit sehr teures Gut werden.

Was aber noch viel mehr wiegt, ist die Tatsache, dass der Hochtemperatur-Wärmebedarf der Prozessindustrie mit den bisherigen Technologien nicht dekarbonisiert werden kann. Hiermit befasst sich der nachfolgende Artikel mit den Kernaussagen:

- Solarthermie und Geothermie sind bei der Versorgung von Gewerbe und Industrie für Prozesse mit Temperaturanforderungen über 150 °C sogar unter Verwendung von Wärmepumpen zum Scheitern verurteilt.
- Das Gleiche gilt überwiegend für die unvermeidbare industrielle Abwärme.
- Alle übrigen heute bekannten Verfahren zur Energiebereitstellung setzen die nicht ausreichend verfügbare wertvolle Elektrizität ein. Das betrifft vor allem Wärmepumpen, Stromdirektheizungen, Elektrodenkessel und die Verbrennung von über Elektrolyse gewonnenem Wasserstoff.
- Dieses Defizit kann nur mit auf nuklearer Energie basierenden Konzepten ausgeglichen werden. Hierzu gehören die Konzepte des LDR-50 bis 150 °C, des AP300 bis 300 °C, der Hochtemperatur-Dampfverdichtung bis 500 °C und des HTR-PM bis 1.200 °C.
- Die Erteilung einer Genehmigung für den Einsatz von Kernspaltung für die gewerbliche Erzeugung von Fern- und Prozesswärme ist ohne Änderung des heutigen Atomgesetztes möglich.

Ausgangssituation

Einzelne Anforderungen der Fern- und Prozesswärme können durch regenerative Konzepte erfüllt werden. Soweit beim Betrieb der entsprechenden Anlagen keine CO_2-Emissionen auftreten sollen, beruhen diese Verfahren im Wesentlichen auf Solarthermie, Geothermie, industrieller Abwärme und auf regenerativ erzeugter elektrischer Energie verbunden mit Elektrodenkesseln oder verbunden mit der Verbrennung elektrolytisch hergestellten Wasserstoffs (Power-2-Heat).

Solarthermie:

Die direkte Nutzbarkeit von Solarthermie endet bei Prozessen, die Temperaturen um etwa 80 °C erfordern. Solarthermie hat starke saisonale sowie tageszeitabhängige Schwankungen, so dass bei einer 24/7 dezentralen Gebäude- oder Quartiers-Vollversorgung über das ganze Jahr sowohl Tagesspeicher als auch saisonale Speicher erforderlich werden.

Darüber hinaus müssen für eine beabsichtigte Nutzung für zentrale Fernwärmenetze meist elektrisch angetriebene Wärmepumpen eingesetzt werden. Mit denen kann das Temperaturniveau entsprechend der erforderlichen Vorlauftemperatur, die meist zwischen 70 °C und 120 °C liegt, angehoben werden.

Da mit heutigen Wärmepumpen ein Temperaturhub von maximal 100 K oder maximale Endtemperaturen von 150 bis 200 °C erreicht werden, ist die Solarthermie nur eingeschränkt zur Verdrängung fossiler Primärenergie für die dezentrale Gebäudewärme sowie für die zentrale Fern- und Prozesswärme brauchbar.

Geothermie:

Nahezu das gleiche gilt für die Geothermie. Mit ihr ist eine dezentrale Gebäudewärmeversorgung für

Vorlauftemperaturen von um die 30 bis 40 °C in gutisolierten Neubauten mit Fußbodenheizung unter zusätzlichem Einsatz von Wärmepumpen bei Bohrtiefen bis zu 400 m sehr gut realisierbar.

Der Einsatz für Fernwärme- und Prozesswärmesysteme erfordert entweder einen Standort über einer Störschicht im tief liegenden Gestein, die durch tektonische Kräfte verursacht wurde, und durch die besonders viel Erdwärme in höhere Schichten gelangt. Oder aber man muss mit entsprechend hohem Aufwand bis zu Tiefen von 6.000 m bohren.

Die Ergiebigkeit der Geothermie ist limitiert:

- Die Wärmetransportmechanismen für nachfließende Wärme aus dem Erdinneren fördern weltweit nur etwa 17 TW an die Oberfläche.
- Der wärmeabgebende radioaktive Zerfall von Radium- und Uranisotopen beträgt für die ganze Erde nur 27 TW [1].
- Bezogen auf die Fläche von Deutschland entspricht der weltweite Summenwert dieser beiden Mechanismen von 44 TW bzw. 86 W/m² nur 30,8 GW Leistung oder jährlich deutlich weniger als 270 TWh.

Die Entnahmemenge muss signifikant kleiner als dieser natürliche Wärmestrom sein. Beachtet man diese Grenze nicht, so stört man die Temperaturen in den oberen 3.000 m Bodenschichten. Dies hat Einfluss auf Flora und Fauna in den betroffenen Bereichen. Der Klimaschutz der Atmosphäre darf nicht mit dem Klimaschutz des Bodens kollidieren.

Industrielle Abwärme:

Die Nutzung industrieller Abwärme wird als klimaschonend eingestuft. Das hängt damit zusammen, dass die Emissionen dem Hauptprodukt zugeordnet werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Verwendung fossiler Energieträger für den produzierenden Betrieb nicht vermeidbar ist und es keine anderweitige mögliche Verwendung für die Abwärme in seinen eigenen Produktionsprozessen gibt.

Somit wird Abwärme wie eine regenerative Wärmequelle behandelt. Die Voraussetzung der fehlenden Nutzbarkeit im Produktionsbetrieb führt unweigerlich zum Ergebnis, dass die industrielle Abwärme in der Regel nur auf einem Temperaturniveau unter 150 °C verfügbar ist.

Weiterhin spielt für wirtschaftliche Entscheidungen die Frage der Zukunftsperspektive eine wichtige Rolle: Eine Investition in Hardware für die Wärmeauskopplung, für die Aufbereitung z. B. durch Wärmepumpen, für den Transport und für die Einbringung in Fernwärmesysteme setzt voraus, dass der Betrieb, von dem die Wärme bezogen wird, über viele Jahre hinweg zuverlässig liefern kann. Aufgrund der vielen durch die Energiewende hervorgerufenen Belastungen der Industrie fällt die entsprechende Beweissicherung in der Regel sehr schwer.

Power-2-Heat:

Die heutige regenerative Stromerzeugung deckt in Deutschland nur 60% des Bedarfs ab. Aufgrund der hohen Volatilität wäre eine Verfünffachung der installierten Leistung erforderlich, um im Wochenmittel genügend Strom für den heutigen Bedarf zu erhalten. Eine Umstellung von mit fossiler Energie versorgten Prozessen auf karbonfreie Prozesse darf nicht dazu führen, dass die Elektrizitätsversorgung nicht mehr zuverlässig verfügbar ist und es Lücken gibt.

Die Dekarbonisierung der Wärme kann daher nicht über regenerative elektrische Energie erfolgen: Wir haben davon zu wenig und es ist nicht absehbar, dass es mehr wird. Wir brauchen daher neue Ansätze und müssen diese technologieoffen prüfen.

Versorgungsbedarf:

Etwa 15% der Wohnungen in Deutschland werden heute mit Fernwärme versorgt. Beim heutigen Endenergiebedarf von 1.200 TWh_{th} für alle Gebäude bedeutet das, dass alle Fernheizsysteme zusammen jährlich 180 TWh_{th} benötigen. Etwa knapp die Hälfte des Wärmebedarfs für Wohnungen kann durch Geothermie, Solarthermie und industrielle Abwärme abgedeckt werden. Die andere Hälfte wird versuchen, die nur in geringem Umfang verfügbare Biomasse einzusetzen, um die Klimaziele einzuhalten. Der Einfluss auf die Preise ist absehbar.

Für die unterschiedlichen Anforderungen müssen unterschiedliche Lösungen gefunden werden. Die

		Druck	Vorlauftemperaturen
Fernwärme	Heizwasser	5 – 10 bar	70 °C – 120 °C
Prozesswärme	Niederdruckdampf	bis 4,76 bar	150 °C – 170 °C
	Mitteldruckdampf	bis 39,80 bar	200 °C – 220 °C
	Hochdruckdampf	bis 85,90 bar	300 °C – 320 °C
	Höchstdruckdampf	bis 146,08 bar	340 °C – 500 °C

Tabelle 1
Typische Druckniveaus der Dampfschienen in einem Industriepark

Anforderungen der kommunalen Daseinsvorsorge und der Prozessindustrie sind in **Tabelle 1** zusammengefasst.

Nachfolgend werden Lösungen für diesen Bedarf vorgestellt.

Heizwasser bis zu 150 °C: Druckwasserreaktor LDR–50

Mit dem miniaturisierten Druckwasserreaktor LDR-50 (Low Dosis Reactor mit 50 MW_{th}) hat das finnische Unternehmen Steady Energy den weltweit am wenigsten komplexen nuklearen Heizkessel für die Fern- und Prozesswärmebereitstellung entwickelt. Das Unternehmen ist ein Spin-off des Technischen Forschungszentrum Finnland (VTT). Ziel der finnischen Entwicklung ist es, fossile Brennstoffe in urbanen Fernwärmenetzen zu ersetzen.

Da Wärme anders als Elektrizität nicht über weite Strecken transportierbar ist, und die Wärme für stark bewohnte Ballungszentren eingesetzt werden soll, wurde von vorneherein auf ein technisches Konzept Wert gelegt, bei dem erst gar keine Risiken entstehen können, die im Nachgang durch aufwändige Maßnahmen gehandhabt werden müssen.

Somit wurde die Leistungsgröße des LDR-50 auf 50 MW_{th} beschränkt und seine Temperaturen auf nur 150 °C, was einem Siededruck von 4,76 bar entspricht. Das erforderliche Mindestdruckniveau liegt damit nur wenig höher, als das von Hauswasserleitungen, bei denen 3 bis 4 bar herrschen.

Statt eines Dampferzeugers zwischen flüssig durchströmtem Primärkreislauf und zweiphasig durchströmtem Sekundärkreislauf gibt es einen simplen Wasser-Wasser Wärmetauscher, der das Fernwärmesystem mit flüssigem Heizwasser thermisch an den Reaktorkreislauf koppelt.

Eine ausführliche Beschreibung der Umsetzung des LDR-Prototyp-Projekts in Finnland ist in [2] enthalten. Details zu weiteren LDR-Projekten werden in [3] beschrieben.

Prozessdampf bis zu 300 °C: Druckwasserreaktor AP300

Beim Druckwasserreaktor DWR handelt es sich um eines der am stärksten ausgereiften Reaktorkonzepte für die Stromerzeugung weltweit. Auf Basis umfangreicher Betriebserfahrungen erfolgten immer wieder Weiterentwicklungen, die einerseits der Verbesserung der Sicherheit und andererseits der Senkung der Herstellkosten dienten. So entstanden mehrere DWR-Typen der neuesten Generation, die der Stromversorgung dienen.

Die Entwicklung von Westinghouse, dem damaligen Lizenzgeber von Siemens für die deutschen DWR, führte zum Design des AP1000, der nunmehr auch in verkleinerter Form als Small Modular Reactor (SMR) mit der Bezeichnung AP300 angeboten wird. In das Design des AP300, der über die Leistungen von 990 MW_{th} und 330 MW_{el} verfügt, flossen die weltweiten Erfahrungen aus 70 Jahren Kernkraftwerksbetrieb ein [4].

Wenn man beim AP300 den Sekundärkreis öffnet und die Turbine mit ihrem Generator entfallen lässt, hat man einen nuklearen Dampferzeuger mit einer Leistung von 990 MW_{th} bei Dampfparametern von 273 °C und 57 bar.

Geringfügige Modifikationen können es möglich machen, auch 300 °C zu erreichen.

Mehr als 70% der in den deutschen Chemieparks benötigten Prozesswärme können mit diesem Temperaturniveau versorgt werden. Das Potenzial beträgt damit allein in Deutschland mehr als 3.000 MW. Da die Leistungsanforderung aber auf die 8 größten deutschen Industrieparks verteilt ist, ist der bestehende AP300 etwas zu groß und für eine alleinige Prozessdampflieferung noch überdimensioniert.

Wenn man – so wie heute bereits in chinesischen Kohlenkraftwerken [5] – über eine Umleitstation eine Teilturbine parallel zur Prozessdampfversorgung der Industrie speist, könnte man zusätzlich Elektrolysen auf dem gleichen Industrieparkgelände in Grundlast betreiben und somit Wasserstoff erzeugen. Das würde die deutsche Wasserstoffstrategie wirtschaftlich unterstützen. Oder man nutzt die überschüssige Energie für die Stromversorgung des Energieparks. Eine weitere Möglichkeit, die sich am chinesischen Anwendungsfall orientiert, ist die Umleitung des Prozessdampfes auf den TurboGeneratorsatz immer dann, wenn die Elektrizitätsversorgung des Landes aufgrund von meteorologisch ungünstigen Situationen schwächelt. Das entspricht in China einer Regelenergieversorgung. In Deutschland könnte man es als Notstromreserve deklarieren. Diese Maßnahme könnte eine strategische Bedeutung für den Ausbau der PV- und Windenergie erhalten.

Eine Beschreibung des Reaktors und seine Anwendungsmöglichkeiten als reiner Prozessdampflieferant ohne Turbine und ohne Generator ist in [6] veröffentlicht.

Prozessdampf bis zu 500 °C: DWR mit Dampfkompressoren

Für Endtemperaturen oberhalb von 300 °C sind innovative Sonderlösungen erforderlich. Dies führt zum Konzept einer Temperaturerhöhung des Dampfes durch eine adiabate Kompression.

Dazu können Brüdenverdichter eingesetzt werden. Noch existieren keine Kompressoren, die die hier zur Anwendung kommenden Leistungen und Temperaturen umsetzen können. Bislang wurde der Anbietermarkt aber auch noch nicht entsprechend stimuliert.

Für den zuvor dargestellten AP300 sähe ein Konzept wie folgt aus:

Um Frischdampf von 55,6 bar und 272,6 °C in Prozessdampf mit 155 bar und 442,3 °C zu konvertieren muss etwa ein Drittel des Frischdampfs über eine Dampfturbine entspannt werden um mit der gewonnenen mechanischen Energie einen Kompressor anzutreiben, der den verbleibenden Frischdampf verdichtet und dadurch seinen Druck und seine Temperatur auf die Zielwerte erhöht.

Details sind in einer separaten Beschreibung [7] vorgestellt.

Prozessdampf bis zu 1.200 °C: Hochtemperaturreaktor HTR–PM

Auf Basis der deutschen Entwicklung des AVR in Jülich und des THTR-300 in Hamm wurde in China der HTR-10 Prototyp konzipiert. Nach erfolgreichen Tests erfolgte die Konstruktion, der Bau und die erfolgreiche Inbetriebnahme des HTR-PM, der mit zwei 250 MW_{th} Reaktormodulen Frischdampf erzeugt und in eine Dampfsammelschiene einspeist. Von dort wird der Dampf über eine gemeinsame Turbine entspannt und dadurch 219 MW_{el} Strom erzeugt der wiederum kommerziell ins Netz eingespeist wird [8].

Da auch das bislang erfolgreich verlief, plant man, sechs dieser modularen kleinen nuklearen Dampferzeuger über eine noch größere gemeinsame Dampfschiene zu bündeln, um kommerziell 600 MW_{el} Strom zu erzeugen.

Das standardisierte 250 MW_{th} nukleare Dampferzeugermodul ist damit erfolgreich erprobt. Es besteht wie der AVR und der THTR aus einem Kugelhaufen. Der Name HTR-PM wurde hieraus abgeleitet: HTR bedeutet High Temperature Reactor und PM bedeutet Pebble bed Module.

Das Prinzip basiert darauf, dass der Kernbrennstoff aus Uran besteht, welches in einer kugelförmigen mehrschichtigen Graphitmatrix eingeschlossen ist. Anders als beim deutschen Vorläufer, dem THTR, wird nicht Thorium eingesetzt und im Reaktor zu spaltbarem Uran aufgebrütet, sondern man verwendet direkt angereichertes Uran. Das Graphit dient wie beim deutschen THTR als Moderator, so dass man kein Wasser benötigt. Die Kugeln werden wie beim THTR mit Helium gekühlt und die Wärme wird zu einem Dampferzeuger geführt.

Mit dem HTR-PM werden Temperaturen von 750 °C erreicht. Es ist technologisch möglich, Varianten von 1.200 °C zu entwickeln. Hierbei handelt es sich um besonders wertvollen Prozessdampf, mit dem über die Methanpyrolyse Wasserstoff aus Erdgas hergestellt werden kann. Das Nebenprodukt Kohlenstoff kann in Bergbaustrukturen deponiert werden oder sogar als Rohstoff genutzt werden. Der Umgang mit dem Kohlenstoff ist bei diesem Konzept einfacher, als beim bislang üblichen Ansatz der Rauchgasbehandlung aus Verbrennungsanlagen mit CCUS.

Rechtliche Fragen, Sicherheit und Autarkie

Deutschland sind wie in allen übrigen Staaten auch Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen genehmigungspflichtig. Das deutsche Atomgesetz (ATG) [9] enthält kein generelles Verbot derartiger Anlagen, sondern weist aus, dass diese grundsätzlich genehmigt werden können. Daraus folgt, dass nur Anlagen, die explizit ausgeschlossen werden, nicht genehmigt werden dürfen.

In ATG §7 ist ein derartiger Ausschluss für die Genehmigungen für Anlagen formuliert, die der gewerblichen Erzeugung von Elektrizität dienen sollen:

„Für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität und von Anlagen zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe werden keine Genehmigungen erteilt“ [9].

Dieser Ausschluss hat aufzählenden Charakter und ist nicht als Beispiel zu verstehen, welches auf andere Fälle übertragen werden kann.

Fern- und Prozesswärme unterscheiden sich unzweifelhaft von der explizit ausgeschlossenen Elektrizität. Es dürfte rechtlich keinen Ansatz geben, ein mögliches Versagen einer Genehmigung mit ATG §7 zu begründen [10].

Auch Sicherheitsaspekte dürften keine Ablehnung begründen. Die Statistik für Unfälle mit Todesfolge weist aus, dass die Kernkraft auch unter Berücksichtigung der Unfälle in Harrisburg, Tschernobyl und Fukushima sicherer als die Windenergie und fast so sicher wie die Photovoltaik ist. Die in **Tabelle 2** [11] zusammengefasste Statistik zeigt deutlich, dass die Energiearten Photovoltaik, Kernkraft und Windenergie mit Abstand die geringsten Risiken beinhalten.

Bei den havarierten Kernkraftwerken in Fukushima (4 – 6 Tote) handelt es sich um Siedewasserreaktoren (SWR). Das KKW Three Miles Island bei Harrisburg (0 Tote) war ein Druckwasserreaktor (DWR). Der Unglücksreaktor in Tschernobyl (4.000 – 6.000 Tote)

basierte wie der HTR nicht auf Wasser als Moderator, sondern nutzte Graphit. Die Bauweise des Tschernobyl-Reaktors unterscheidet sich jedoch gewaltig vom HTR, so dass es keinerlei Übertragbarkeit von Erfahrungen

Primärenergiequelle	Anzahl Toter pro TWh erzeugtem Strom
Braunkohle	32,72
Steinkohle	24,62
Erdöl	18,43
Biomasse	4,63
Erdgas	2,82
Wasserkraft	1,30
Windkraft	0,04
Kernenergie	0,03
Photovoltaik	0,02

Tabelle 2
Risiken der Stromerzeugung [11]

gibt und geben wird. Differenziert man die Statistik aus **Tabelle 2** nach Reaktortypen, so gelangt der Druckwasserreaktor an die unterste Position. Er ist sicherer als PV und Windkraft.

Ein großer Vorteil der nuklearen Energieversorgung resultiert aus den geringen Volumina, die für die Lagerung von Energiereserven erforderlich sind. An die Lagerung von einsatzbereiten, noch nicht angebrannten Brennelementen werden keine technischen Anforderungen gestellt. Man muss lediglich sicherstellen, dass keine Verluste entstehen und dass das Material nicht in falsche Hände gerät.

Für die Erzeugung von 2.500 TWh Elektrizität bzw. 7.500 TWh Wärme benötigt man einen Vorrat von Natururan, der einem Volumen eines Würfels mit der Kantenlänge 12,5 m entspricht [12]. Das für die nukleare Wärmeerzeugung wichtige spaltbare Isotop U235 nimmt hiervon nur etwa 0,7 % ein. Es besteht damit kein Volumenproblem, die Wärmeversorgung für viele zukünftige Jahre in Form von Natururan zu bevorraten und Deutschland damit für lange Zeit energieautark zu setzen.

Literaturverzeichnis

[1] Bundesverband Geothermie, „Lexikon der Geothermie – Radioaktive Wärmeproduktion," [Online]. Available: https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie. [Zugriff am 30 Januar 2026].

[2] J. Läppänen, „LDR-50 District Heating Reactor," VTT Technical Research Centre of Finland, https://www.ldr-reactor.fi/en/, 2024.

[3] K. Kallemts , „Der LDR-50: wirtschaftliche, verlässliche und klimafreundliche Fern- und Prozesswärme für eine zukunftsfähige Energieversorgung," atw Atomwirtschaft International Journal for Nuclear Power / Sonderheft: Dekarbonisierung der Fern- und Prozesswärme, August 2026.

[4] Westinghouse, „AP300 Most advanced proven & readily deployable SMR solution," Westinghouse Electric Company LLC, https://westinghousenuclear.com/media/k5zehsir/ap300-smr.pdf, 2023.

[5] C. Dong, J. Yi, Y. Li, Y. Yang und X. Sun, „Research on the strategy of coal-fired units transformation for steam extraction at the background of renewable energy," in vgbe Konferenz Dampfturbinen und Dampfturbinenbetrieb, Würzburg, 2024.

[6] M. Pache, „Machbarkeitsbewertung: Einsatz des Westinghouse AP300 als Nuclear Steam Supply System (NSSS) für industrielle Prozessdampf-Anwendungen", Seite 11, atw Atomwirtschaft International Journal for Nuclear Power / Sonderheft: Dekarbonisierung der Fern- und Prozesswärme, August 2026.

[7] B. Leidinger, „Fernwärme und Prozesswärme - Ansätze zur Herstellung bezahlbarer zuverlässig verfügbarer karbonfreier Wärme," vgbe energy journal, Mai 2026.

[8] Z. Yi Zhang, Y. Jie Dong, Q. Shi und H. Tao Wang, „600-MWe high-temperature gas-cooled reactor nuclear power plant HTR-PM600," NUCL SCI TECH 33, 101, 2022.

[9] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz), Berlin: Bundesministerium der Justiz, 23-12-1959, zuletzt geändert am 02.12.2025.

[10] C. Schorn, „Das Atomgesetz als Gestaltungsrahmen für die Erzeugung von Fern- und Prozesswärme," atw Atomwirtschaft International Journal for Nuclear Power / Sonderheft: Dekarbonisierung der Fern- und Prozesswärme, August 2026.

[11] Our World in Data, „Death rates per unit of electricity production," [Online]. Available: https://ourworldindata.org/grapher/death-rates-from-energy-production-per-twh. [Zugriff am 13 Februar 2026].

[12] G. Jamin, „Mehr Resilienz in der deutschen Energieversorgung durch Dekarbonisierung mit Kernenergie," atw Atomwirtschaft International Journal for Nuclear Power / Sonderheft: Dekarbonisierung der Fern- und Prozesswärme, August 2026.

Autor

Bernhard Leidinger
leidinger.technology
bernhard.leidinger@leidinger.technology

Bernhard Leidinger ist seit 2000 Unternehmensberater im Bereich Energiewirtschaft und energieintensive Wirtschaft. Seine heutigen Schwerpunkte sind die Dekarbonisierung von Gebäude- und Prozesswärme durch Solarthermie, Geothermie und industrielle Abwärme sowie die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Wärme- und Stromversorgung.

Zuvor verbrachte er 20 Jahre in Forschung und Entwicklung sowie im Bau und Betrieb innovativer Energieumwandlungsanlagen, darunter Kernkraftwerke inkl. Brennelementzwischen- und Endlager, Trägerraketen wie Ariane 5 und Raumfahrtzeuge wie Spacelab, Columbus und Hermes.

Leidinger studierte Reaktortechnik an der RWTH Aachen und promovierte 1985 an der Universität Karlsruhe. Er wurde vom Bremer Senat zum Honorarprofessor ernannt, lehrt heute an der Goethe-Universität U3L in Frankfurt und ist vereidigter Sachverständiger IHK.

Der LDR-50: wirtschaftliche, verlässliche und klimafreundliche Fern- und Prozesswärme für eine zukunftsfähige Energieversorgung

› Kalev Kallemts

Wärmekosten in Deutschland senken

Der Blick von Estland auf Deutschland zeigt: nicht nur bei den Vollkosten für Strom müssen deutsche Kunden im europäischen Vergleich am tiefsten in die Tasche greifen. Dasselbe gilt für die Fernwärme. Nach den Angaben der Plattform Wärmepreise.info[1] zahlen Fernwärmekunden in deutschen Großstädten wie Berlin, München, Bremen, Dresden, Leipzig, Würzburg und Salzgitter 160 bis 200 Euro pro Megawattstunde. In Estland gelten schon Preise über 100 Euro pro Megawattstunde als sehr hoch.

Mit Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung steht in Estland ein günstiger heimischer Kraftstoff ohne CO_2-Emissionskosten zur Verfügung. Deutschland dagegen verbrennt teures importiertes Gas mit hohem CO_2-Ausstoß. Das als Heizungsgesetz bekannte Gebäudeenergiegesetz (GEG) lässt den Betrieb von Heizungen mit den fossilen Brennstoffen Öl und Gas ab 2045 grundsätzlich nicht mehr zu. Das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 ist gesetzlich verbindlich. § 72 Abs. 4 GEG zielt auf die Umstellung der Heizungen auf sogenannte ‚erneuerbare' Energien wie Biogas, Biodiesel, Holz und mit Strom aus erneuerbaren Energien betriebenen Wärmepumpen. Doch diese schwach skalierbaren und kostenintensiven Energiequellen stoßen in den dicht besiedelten Gebieten Deutschlands an ihre Grenzen. Der Grund: die Heizung läuft überwiegend im Winter, wenn Wind und Sonne nur sehr unzuverlässig oder gar nicht zur Verfügung stehen.

Steady Energy und Fermi Deutsche Industriekraft entwickeln und bauen SMR-Kraftwerke für eine verlässliche und zukunftsfähige Energieversorgung

Die von der finnischen Steady Energy am VTT Helsinki entworfenen Kernreaktoren für die Fernwärmeerzeugung bieten eine Lösung für das deutsche Dilemma: Der Kernreaktor LDR-50 von Steady Energy arbeitet bei niedrigen Drücken und Temperaturen von 140 Grad Celsius. Ein LDR-Reaktor erzeugt 50 Megawatt thermische Energie, die mit einer Energieeffizienz von 98 Prozent in das Fernwärmenetz eingespeist werden können.

Steady Energy und Fermi Deutsche Industriekraft GmbH haben am 11. Februar 2026 ein Memorandum of Understanding unterzeichnet. Das Ziel dieser Vereinbarung ist es, mit dem Kernreaktor LDR-50 deutschen Industrieunternehmen und Stadtwerken eine verlässliche und zukunftsfähige Energieversorgung bereit zu stellen. Das deutsche Atomgesetz verbietet im § 7 explizit die Genehmigung von Kernkraftwerken für kommerzielle Stromerzeugung. Ein Verbot für Wärme erzeugende Kernkraftwerke ist im § 7 nicht aufgeführt.

In Helsinki hat der Bau des elektrischen Demoreaktors des LDR-50 am 16. Februar 2026 in einem ehemaligen Kohlekraftwerk begonnen. Die Teams überprüfen empirisch Sicherheitsmaßnahmen und arbeiten daran, die strengen Anforderungen des finnischen Kernenergieregulators STUK zu erfüllen. Der Bau mit LDR-50 Kernbrennstäben soll 2028 beginnen und im Jahr 2029 in Betrieb gehen. Bei 5000 Volllast-Arbeitsstunden liegen die Kosten der Wärmerzeugung

1 https://www.waermepreise.info

während der Rückzahlung der Investitionskredite bei 40 Euro pro Megawattstunde und fallen im Anschluss über einen Zeitraum von 30 Jahren auf circa 15 Euro pro Megawattstunde.

Gelebte und geschätzte Realität in der Schweiz

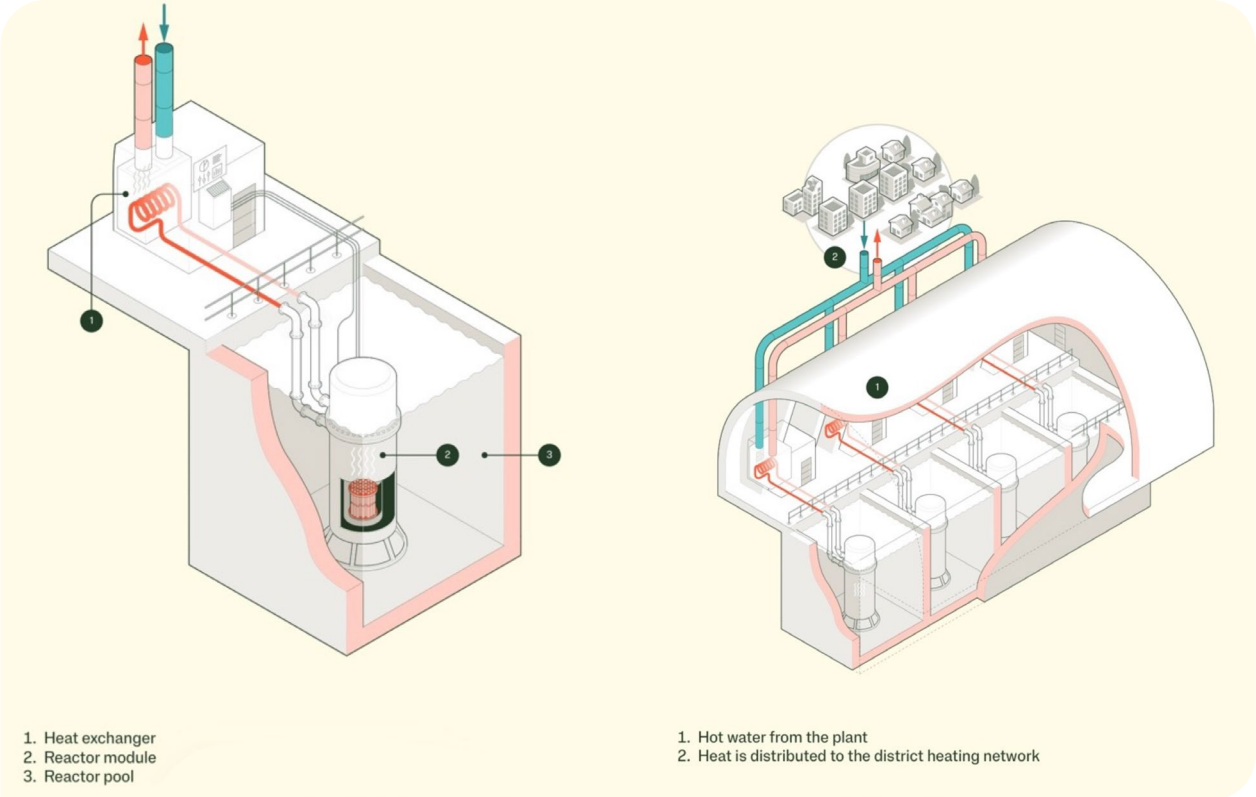
In der Schweiz ist die Belieferung von Fernwärme aus dem Kernkraftwerk Beznau seit 1983 für 15.000 Kunden mit Endpreisen von 50 Euro pro Megawattstunde Realität. Davon konnte ich mich bei meinen Besuchen im Nordschweizer Kernkraftwerk Beznau überzeugen. Neben den Dampfturbinen sind im Kernkraftwerk zwei 40 Megawatt Wärmetauscher installiert. Die dort erzeugte Fernwärme wird über das Pumpenhaus in das Fernwärmenetz mit einer Länge von insgesamt 165 Kilometern zu den Verbrauchern geleitet. Die gesamte Fernwärmeauskopplung benötigt kein zusätzliches Betriebspersonal. Auch im Nordschweizer Kernkraftwerk Gösgen erzeugen zwei separate Verdampferanlagen 45 Megawattstunden Prozessdampf für nahe gelegene industrielle Wärmeverbraucher: die Kartonfabrik Model AG in Niedergösgen und die Papierfabrik Cartaseta Friedrich & Co. in Däniken nutzen die Prozessdampfauskopplung.

Steady Kernreaktor besticht durch technologische Einfachheit

Dank seines innovativen Designs kann der LDR-50 bei deutlich niedrigeren Temperaturen und Drücken als herkömmliche Kraftwerke betrieben werden. Da keine Turbinen oder Generatoren benötigt werden, kann nahezu die gesamte erzeugte Energie in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Dies vereinfacht nicht nur den Prozess, sondern senkt auch die Kosten.

Die Konstruktion des Druckwasserreaktors LDR-50 basiert auf konventioneller Reaktortechnologie. Im Vergleich zu herkömmlichen Leichtwasser Druckwasserreaktoren arbeitet der LDR-50 allerdings nur mit Drücken von acht bar. Das entspricht in etwa dem Druck einer Espressomaschine. Diese bahnbrechende Technologie steht für eine rentable, sichere und emissionsfreie Wärmeerzeugung. Durch die Niederdruckkonstruktion ist eine hohe mechanische Sicherheit gewährleistet. Der Reaktor hat etwa die Größe eines Schiffscontainers.

Die Reaktorhalle kann durch die geringe Bauhöhe des LDR-50 zu wirtschaftlichen Kosten unterirdisch



errichtet werden. Diese Anordnung ist so widerstandsfähig wie ein Zivilschutzbunker konstruiert und gegen Einwirkungen von außen geschützt. Die LDR-50 Reaktoren sind in der Halle in einem Becken unter Wasser angeordnet. Das Becken dient als ultimativer Wärmespeicher.

Durch die modulare Bauweise in Parallelschaltung kann die Anlage an die Kundenbedürfnisse angepasst werden. Anlagen mit bis sechs Reaktoren eignen sich für die Versorgung von Ballungsräumen und können direkt auch dort gebaut werden.

Der LDR-50 Reaktor schaltet sich bei jeder Fehlfunktion automatisch ab. Er hat ein passives Wärmeabfuhrsystem, d. h. die Kühlung wird allein durch Naturkonvektion, ohne Pumpen oder externe Stromversorgung sichergestellt. Die Primär- und Sekundär-Wasserkreisläufe sind physikalisch getrennt. Durch den niedrigen Druck verbleiben mögliche Leckagen innerhalb der Reaktorhalle.

Die Brennstofferneuerung des Reaktors findet alle 2–3 Jahre statt. Die Anlage kann mit einer minimalen Personalausstattung – unter 10 Personen – betrieben werden.

Abhängigkeit zentraler Branchen von fossilen Brennstoffen fällt

Branchen wie die Milchwirtschaft, Brauereien, Textilindustrie, Papier- und Chemikalientrocknung sind stark von Niedertemperaturwärme abhängig und daher an fossile Brennstoffe und die damit verbundenen Emissionen gebunden. Dies setzt sie unvorhersehbaren Preisen aus. Der LDR-50 verändert diese Abhängigkeit. Dieselben Eigenschaften, die ihn ideal für Fernwärme machen, prädestinieren ihn für Branchen, die ihre Klimaziele erreichen wollen, aber gleichzeitig auf konstante Niedertemperaturwärme angewiesen sind.

Fermi Deutsche Industriekraft wird mit Industrieunternehmen und Stadtwerken detailliert über den Steady Energy Fernwärmereaktor und dessen Einsatz in Deutschland sprechen. Genehmigungstechnisch sind sicher noch politisch motivierte Widerstände zu überwinden, um den Einsatz von Kernenergie in Deutschland wieder zu ermöglichen. Aber es ist höchste Zeit, dass diese europäische Technologie der Wärmeerzeugung auch in Deutschland für diese Branchen zum Einsatz kommt, um den Produktionsstandort Deutschland und damit Arbeitsplätze und Wohlstand zu sichern.

Fermi Deutsche Industriekraft entwickelt und baut SMR-Kraftwerke für eine verlässliche und zukunftsfähige Energieversorgung und ist privatwirtschaftlich finanziert. Jeweils 50-prozentiger Gesellschafter sind Fermi Energia Estland und Axxus Capital.

Fermi Energia, 2019 in Estland gegründet, ist ein privates Energieunternehmen mit Fokus auf Entwicklung und Einsatz von Small Modular Reactors (SMRs). Das Unternehmen führt Machbarkeitsstudien durch, koordiniert internationale Partnerschaften und bewertet Reaktortechnologien – mit besonderem Schwerpunkt auf dem BWRX-300 von GE Hitachi.

AXXUS ist eine immobilienorientierte Unternehmensgruppe mit Schwerpunkt auf der Entwicklung moderner Logistik- und Gewerbeimmobilien. Mit AXXUS Capital als Kerngesellschaft realisiert die Gruppe nachhaltige Projekte, einschließlich DGNB zertifizierter Entwicklungen. Sie deckt die gesamte Wertschöpfungskette ab – von der Grundstücksakquisition über Planung und Bau bis hin zur Repositionierung und Vermarktung.

Autor

Kalev Kallemets, Ph.D.
Mitgründer und CEO Fermi Energia
bienvenue@axxus-capital.com

Kalev Kallemets, Ph.D., ist Mitgründer und CEO von Fermi Energia, einem Unternehmen, das Anfang 2019 von estnischen Fachleuten für Kernenergie und Geschäftsleuten gegründet wurde, um kleine modulare Reaktoren in Estland zu entwickeln und einzusetzen. Kalev Kallemets promovierte in Energieökonomie an der Technischen Universität Tallinn.

Er verfügt über umfangreiche Erfahrungen im privaten und öffentlichen Sektor, die er bei einem estnischen privaten Energieunternehmen und im Wirtschaftsministerium gesammelt hat. Kalev Kallemets war zudem stellvertretender Direktor des Geologischen Dienstes Estlands und Mitglied des estnischen Parlaments.

Machbarkeitsbewertung: Einsatz des Westinghouse AP300 als Nuclear Steam Supply System (NSSS) für industrielle Prozessdampf-Anwendungen

Auswirkungen des Austausches des Turbinen-Generator-Satzes durch einen Prozessdampfabnehmer

› Martin Pache

Einleitung

Die Dekarbonisierung industrieller Wärmebedarfe erfordert zuverlässige, kontinuierlich verfügbare Dampfquellen mit definierten Druck-, Temperatur- und Reinheitsanforderungen. Dieser Artikel bewertet konzeptionell die Machbarkeit, den Westinghouse SMR AP300 als Nuclear Steam Supply System (NSSS) für die Bereitstellung von Prozessdampf zu nutzen. Der AP300 ist in erster Linie dazu konzipiert worden, um Strom zu erzeugen und besitzt daher standardmäßig eine Dampfturbine. Der Schwerpunkt dieses Artikels liegt daher auf den Auswirkungen, die sich aus dem Tausch des Turbinen-Generator-Satzes gegen ein Prozessdampfsystem ergeben. Anwendungskonzepte und konkrete Branchen-Use-Cases werden bewusst nur als Rahmen adressiert und nicht im Detail ausgearbeitet.

Ziel ist es, die wesentlichen Schnittstellen, Betriebsrandbedingungen und sicherheitsrelevanten Auswirkungen eines ‚process-steam-dedicated' Betriebs auf High-Level zu strukturieren und die minimal erforderlichen Anpassungen zu identifizieren.

Hinweis zum Umfang: Dieses Whitepaper ist eine ***erste, prinzipielle und konzeptionelle*** Betrachtung. Es hat ***nicht*** den Anspruch einer technischen Detail-Machbarkeitsstudie im Sinne einer Vor-FEED bzw. FEED Studie (Front-End Engineering & Design) mit vollständiger Bilanzierung, Transientenrechnung, Auslegungsnachweisen und genehmigungsfähiger Dokumentation. Eine solche Detailstudie ist – abhängig von Zielparametern, Standort und Industriekunden – im konkreten Anwendungsfall erforderlich.

Überblick über das AP300-Reaktordesign

AP300 NSSS-Beschreibung

Der AP300 ist als kompakter Druckwasserreaktor (DWR) mit einem solitären Dampferzeuger im Primärkreis ausgelegt. Er ist direkt aus dem AP1000 als Referenzbaureihe mit höherer thermischen Leistung abgeleitet worden und baut damit auf bewährter Technologie und Auslegungsprinzipien auf. Grundelemente des NSSS (Nuclear Steam Supply System) sind ein primärseitiger Kühlmittelkreislauf, ein Dampferzeuger zur Wärmeübertragung an die Sekundärseite und Entkopplung der Sekundärseite sowie die zugehörigen Druck-, Volumen- und Reaktivitätsregelungsfunktionen.

Für die Prozessdampfnutzung eines NSSS sind sowohl die sekundärseitigen Anforderungen als auch die Rückwirkungen der Abnahmebedingungen bei Normalbetrieb und Anlagenstörungen maßgeblich: Hierzu gehören benötigte/verfügbare Dampfleistung, zulässiger Betriebsbereich (Operating Envelope) hinsichtlich Dampfdruck/-temperatur, Laständerungsraten sowie die Bedingungen für die Bereitstellung von Speisewasser und Kondensatrückführung.

Das Primärsystem basiert auf dem bewährten Konzept mit typischer DWR-Funktionalität (Wärmeabfuhr aus dem Kern über einen Dampferzeuger mit 2 integrierten Hauptkühlmittelpumpen, angebunden über

eine warme Hauptkühlmittelleitung und zwei kalte Hauptkühlmittelleitungen).

Der Dampferzeuger bildet die Schnittstelle zur sekundärseitigen Dampfbereitstellung. Die Druckregelung und der Wärmeübertrag bestimmen Dampfqualität und Dynamik.

Erste Aussagen zum Operating Envelope, d. h. zu den zulässigen Bereichen für Druck, Temperatur, Leistung und Transienten, die für den beabsichtigten Prozessdampf-Betrieb relevant sind, werden in folgenden Kapiteln beschrieben.

AP300 Sicherheitskonzept

Das Sicherheitskonzept kombiniert passive und aktive Systeme innerhalb einer Defence-in-Depth-Philosophie. Passive Funktionen sind so ausgelegt, dass sie nach Auslösung über längere Zeiträume ohne externe Energieversorgung und ohne zeitkritische Personalhandlungen wirken. Aktive Systeme unterstützen den Normalbetrieb und dienen als zusätzliche Schutzebene, ohne zwingend zur Beherrschung der Auslegungsstörfälle erforderlich zu sein.

Für die Betrachtung eines Prozessdampf-Betriebs sind insbesondere die sicherheitstechnischen Grundfunktionen relevant, die die Reaktivitätskontrolle, die Wärmeabfuhr – insbesondere Nachzerfallswärme – aus dem Kern, den sicheren Einschluss sowie die Begrenzung der Abgabe radioaktiver Stoffe umfassen. Ein Teil dieser Funktionen wird durch Balance-of-Plant (BoP)-Systeme bereitgestellt oder indirekt beeinflusst – z. B. durch Bereitstellung eines Wärmeabfuhrpfads über die Sekundärseite und deren Verfügbarkeit. Im Prinzip beeinflusst die Anwendung eines NSSS für die Prozessdampfanwendung implizite Annahmen über die Kopplung der Verfügbarkeit von Elektrizität z. B. zum Betrieb der Hauptkühlmittelpumpen mit der Verfügbarkeit des Dampfabnehmers. Details hängen dabei davon ab, ob für die Eigenstromversorgung ein verkleinerter Turbinen-Generator-Satz eingesetzt wird, der einen Teil des erzeugten Dampfes als Antriebsenergie nutzt. Entsprechende Anpassungen erfolgen z. B. in der probabilistischen Sicherheitsanalyse und werden im Rahmen dieses Papiers nicht weiter betrachtet.

Das AP300 Sicherheitskonzept ist gekennzeichnet durch:

Passive Sicherheitsmerkmale:
- autonome Aktuierung,
- Nutzung natürlicher Triebkräfte (Schwerkraft, Naturumlauf, Verdampfung/Kondensation),
- geringe Abhängigkeit von Hilfssystemen.

Aktive Systeme:
- unterstützen den Betrieb,
- reduzieren die Häufigkeit der Nutzung passiver Systeme,
- verlängern die Lebensdauer der Anlage durch die Abmilderung von Transienten insbesondere bezüglich der Alterung von Komponenten,
- liefern zusätzliche Redundanz/Robustheit.

Defence-in-Depth:
- gestaffelte Barrieren und Funktionen (Vermeidung, Kontrolle, Beherrschung, Minderung)
- Sicherheitsfunktionen mit Balance-of-Plant (BoP)-Bezug:
  - sekundärseitige Wärmeabfuhr als betriebliche-Wärmesenke
  - transiente Entlastung über Dampfumleitung/-abfuhr.

Industrielle Prozessdampf-Anwendungen und Schnittstellenanforderungen

Überblick relevanter Dampfverbraucher

Industrielle Verbraucher nutzen Dampf typischerweise zur Wärmeversorgung, als Antriebsmedium oder als Prozessmedium. Für eine NSSS-basierte Prozessdampfversorgung sind vor allem solche Verbraucher relevant, die kontinuierliche oder gut prognostizierbare Lasten aufweisen und Dampf aller drei Druckstufen (HP, MP und LP) mit Standard-Dampfqualität ohne erhöhte Reinheitsanforderungen benötigen. Höhere Dampfqualität und/oder Überhitzung kann durch geeignete BoP-Systeme erreicht werden.

Die nachfolgende Übersicht dient nur der Einordnung der Schnittstellenanforderungen. Konkrete Anwendungskonzepte und Sektorauslegungen werden in einem separaten Folgepapier behandelt.

Erforderliche Betriebsparameter

Für die Kopplung eines NSSS an industrielle Dampfnetze sind die folgenden Parameterkategorien entscheidend:

Dampfdruck und -temperatur:
- Zielwerte und deren Toleranzbereiche,
- zulässige Transienten;
- ggf. Abwägung gesättigter vs. überhitzter Dampf.

Lastprofil:
- Verhältnis von Grundlast zu Spitzenlast
- Lastrampen, schnelle Lastabwürfe (Trip – sowohl auf Erzeuger- als auch auf Abnehmerseite),
- Wiederanfahranforderungen.

Reinheit/Qualität:
- Wasserchemie,
- Mitreißen von Tröpfchen und Partikeln im Dampf
- Kontaminationsschutz
- Eigenschaften des zurückgeführten Kondensats (Leitfähigkeit, Sauerstoff, Verunreinigungen)

Verfügbarkeit/ Zuverlässigkeit/
Versorgungssicherheit:
- Anforderungen an Verfügbarkeiten,
- Wartungsfenster
- Redundanzen sowohl auf NSSS als auch auf Industrieseite

Implikationen durch die Umstellung auf Prozessdampfversorgung

Der Wechsel von einem stromerzeugenden Kraftwerksbetrieb zu einem Prozessdampf-Betrieb verändert die sekundärseitigen Randbedingungen fundamental. Die Turbine ist im klassischen Layout nicht nur ein Energiewandler, sondern stellt auch eine wesentliche ‚geregelte Wärmesenke' und eine dynamische Last für den Dampfkreis dar. Ihr Wegfall muss durch alternative Wärmeabfuhr- und Regelkonzepte kompensiert werden.

Im Folgenden werden die zentralen Auswirkungen konzeptionell beschrieben:
- Thermische Wärmesenken (Heat Sink) anstelle der mechanischen Last der Turbine
- Änderungen der Speisewasser-Randbedingungen (Feedwater Boundary Conditions)
- Dampfabblasung/Bypass und industrielle Lastschnittstelle
- Auswirkungen auf die Leistungsregelung und Reaktivitätskontrolle des Reaktors

Wärmesenken

Bei der Verwendung des AP300 als reinen nuklearen Prozessdampferzeuger ändert sich der Sekundärkreis. Statt einer zentralen Turbine wie bislang gibt es zahlreiche Verbraucher, die an Dampfschienen mit unterschiedlichen Drücken und Temperaturen angeschlossen sind.

Damit das komplexe Zusammenspiel funktioniert werden zusätzliche Einrichtungen zur Steuerung und Gewährleistung der Rückwirkungsfreiheit eingebaut – soweit diese nicht als Bestandteil der Dampfschienen bereits bestehen. Hierbei geht es um Abblaseeinrichtungen, Kondensatoren, Umleitungen etc., also Spezialarmaturen und Wärmetauscher. Entscheidend ist, dass jederzeit – auch bei plötzlichem Lastabwurf – eine ausreichende Wärmeabfuhr gewährleistet bleibt. Bei diesen Vorrichtungen handelt es sich um bewährte konventionelle Technik des Kraftwerks- und Chemieanlagenbaus.

Speisewasser-Randbedingungen

Die Turbine bestimmt im klassischen Kraftwerksprozess die Kondensationsbedingungen, den Kondensatstrom, Entgasung und Speisewassertemperatur. Im Prozessdampf- Betrieb sind Speisewasserbedingungen stärker durch das Industrienetz geprägt (z. B. variable Kondensatrückläufe, Temperaturspreizungen, Druckstufen). Deshalb werden
- definierte Speisewasserschnittstellen (Druck/Temperatur/Qualität),
- robuste Kondensat-Überwachung,
- konservative Auslegung gegen Fremdstoffe in Rückläufen

realisiert.

Dampfdump = Dampfabblasestation

Industrielle Netze werden Lastsprünge verursachen (z. B. Ventilschluss, Anlagenstillstand). Ein Dampf-Abblase oder Entlastungs-System übernimmt dann die Rolle eines ‚Stoßdämpfers': Es hält den Dampferzeugerdruck stabil, verhindert Überdrucktransienten und sichert die Wärmeabfuhr. Daher erhält der nukleare Prozessdampferzeuger ein Abblasesystem oder Entlastungssystem für schnelle, große Lastabwürfe.

Reaktor-Leistungsregelung

Mit dem Turbinengeneratorsatz wird die Reaktorleistung häufig über Turbinenlaständerungen und sekundärseitige Druckführung mitgeführt werden. Ohne Turbine wird die Reaktorleistung primär durch die industrielle Dampfabnahme bestimmt. Daher werden engere Kopplungen zwischen der Dampfnetz-Dynamik und der Reaktorleistung sowie eine erhöhte Berücksichtigung von Druck- und Niveauregelung im Dampferzeuger realisiert. Darüber hinaus werden die Anforderungen an eine robuste Strategie für schnelle Reduktion der Reaktorleistung bei Lastabwurf – z. B. Steuerstäbe, Boriersystem sowie ggf. abgestufte Automatikfunktionen – eingehalten. Hierbei ist das bereits bestehende Konzept des AP300, welches sogenannte Gray-Rods zur Reaktivitätssteuerung beinhaltet, besonders vorteilhaft, da es die Reaktivitätsführung in einem großen Fenster ohne den entsprechenden Aufwand zur Aufbereitung des Hauptkühlmittels bezüglich der Borkonzentration erfordert.

Nachweisführung:
Durch Transienten-Nachweise (Lastabwurf, Wiederanfahrvorgänge), Druckstoß-Bewertung sowie Nachweis, dass passive Sicherheitsfunktionen nicht von industriellen Hilfssystemen abhängen, wird die Eignung bestätigt. Die Langlebigkeit der Anlage wird durch eine geeignete, dem Prozessdampfabnehmer angepasste, Planung des Transientenbudgets gewährleistet.

Betriebs- und Instandhaltungskonzept:
Während die Wartungsintervalle für sicherheitswichtige Komponenten wie die Abblaseventile in der Verantwortung des Betreibers des NSSS liegen müssen, werden die Wartungsfenster und die Ersatzteilstrategie für die Bypass-Armaturen und den Speisewasserstrang mit dem Prozessdampfkunden abgestimmt. Die Vorschriften für das Anfahren im jeweiligen industriellen Prozessdampfversorgungssystem werden unter Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen erstellt.

Isolations-/Rückwirkungsbegrenzungskonzept:
Um eine klare Abgrenzung zwischen dem industriellen Dampfnetz und der kerntechnischen Anlage zu

erhalten reichen die im Grundkonzept des AP300 vorhanden Einrichtungen, Vorkehrungen und Maßnahmen bereits weitgehend aus. Als Beispiele können hier

- die Aktivitätsüberwachung des Frischdampfs und
- die Maßnahmen zur Vermeidung eines Dampferzeugerheizrohrlecks (z. B. Dampferzeugerheizrohrprüfungen)

genannt werden. Zusätzlich können erforderliche Rückströmungsbarrieren einschließlich Druckhalte-/Entspannungswegen eingebaut werden.

High-Level-Auswirkungen auf das AP300-Sicherheitskonzept

Dieser Abschnitt bewertet konzeptionell, wie ein reiner Prozessdampfbetrieb die Verfügbarkeit von Wärmesenken, die betrieblichen und die störfallbedingten Pfade zur Wärmeabfuhr sowie die sicherheitsrelevanten Schnittstellen beeinflussen kann. Eine subsystem-by-subsystem Analyse ist ausdrücklich nicht Gegenstand dieses Papers.

- Wärmesenken-Verfügbarkeit bei Prozessdampf-Betrieb
- Implikationen für Nachzerfallswärmeabfuhr-Pfade
- Sicherheitsrelevante Schnittstellen zum Industriekunden
- Bestätigung: passive Sicherheit bleibt prinzipiell unberührt
- Nur geringfügige Instrumentierungsanpassungen erforderlich

Wärmesenken-Verfügbarkeit

Die sekundärseitige Wärmeabfuhr muss durch eine Kombination aus industrieller Abnahme und unabhängig verfügbaren Abblase-/Kondensationspfaden abgesichert werden. Die Auslegung deckt den Worst-Case ‚vollständiger industrieller Lastabwurf' ab, ohne dass sicherheitsrelevante Grenzwerte überschritten werden. Das AP300 Design erfüllt bereits in seiner bestehenden Form diese Anforderungen. Dennoch kann es je nach Charakteristik der Anlage des Prozesskunden sinnvoll sein, eine Ersatz-Wärmesenke zur Anlagenschonung vorzusehen. Hiermit können schnelle Transienten, die über behinderte Wärmedehnung die Anlagen schneller altern lassen, vermieden werden.

Nachzerfallswärmeabfuhr

Die grundlegenden Nachwärmeabfuhrmechanismen des Reaktors bleiben konzeptionell gleich. In der Systemintegration wird sichergestellt, dass alternative sekundärseitige Pfade oder primärseitige/passive Pfade die Auslegungsanforderungen weiterhin erfüllen bzw. dass entsprechende Annahmen wie in der probabilistischen Sicherheitsanalyse angepasst werden.

Sicherheitsrelevante Schnittstellen

Industriekunden liegen außerhalb des nuklearen Anlagenteils. Dennoch können Druck-/Durchflussänderungen, Kondensatrückläufe oder Fremdstoffeinträge sicherheitsrelevante Auswirkungen auf die sekundärseitigen Randbedingungen haben. Daher werden klare Schnittstellenregeln erstellt: Definierte Dampfabnahmegrenzen, Kondensatqualitätsüberwachung, Rückwirkungs- und Isolationskonzepte sowie eine eindeutige Zuständigkeit der Regelungsfunktionen. Es sollte angemerkt werden, dass das aktuelle Sicherheitskonzept z. B. durch Annahmen zum Frischdampfleitungsbruch die entsprechenden Fälle bereits abdeckt und zusätzliche Einschränkungen hauptsächlich dem Zweck der Abmilderung von Transienten dienen.

Passive Sicherheit

Auf High-Level bleibt die passive Sicherheitsphilosophie prinzipiell unberührt, sofern die Auslegung der alternativen Wärmesenke(n) nicht in Konflikt mit passiven Funktionsannahmen gerät. Passive Systeme zur Störfallbeherrschung werden nicht auf industrielle Hilfsfunktionen angewiesen sein.

Machbarkeitsbewertung

Aufgrund der bisherigen nur qualitativen und konzeptionellen Bewertungen von Kompatibilität, Betriebsweise, Flexibilität, regulatorischen Erwägungen, Integrationsgrenzen und wirtschaftlich-systemischen Auswirkungen sind wir optimistisch, dass eine detailliertere anhand einer konkreten Anwendung durchgeführte Machbarkeitsstudie zu einem positiven Ergebnis kommen wird.

Diese Aussage steht unter dem Vorbehalt der weiteren Betrachtungen wie folgende:

- Vorläufige Sicherheitsbewertung der Schnittstellen (klassifizierte Messstellen/Armaturen, Annahmen, Nachweisstrategie) und Integrationsgrenzen.
- Wasserchemie- und Rücklaufüberwachungskonzept inkl. Isolationslogik, Grenzwerten und Betriebsverfahren.
- Dynamische Simulation/Transientenrechnung für Lastabwurf, Rampen und Wiederanfahrprofile; Nachweis der Einhaltung des zulässigen Betriebsbereichs.
- Wärmesenken-Konzept inkl. R&I-Fließbildern (P&IDs) sowie Auslegungsdaten für Abblasestation/Bypass, Kondensation und Kühlung.
- Schnittstellenkontrolldokument (ICD) mit Grenzwerten, Messstellen, Signalen und Verantwortlichkeiten (Dampf, Speisewasser, Kondensat, Schutz-/Steuersignale).

Hierzu ergänzend sollte eine derartige nachgelagerte Detail-Machbarkeitsuntersuchung folgende erste Aussagen validieren:

- Kompatibilität mit dem AP300-Auslegungsbereich
- Betriebliche Flexibilität und Sicherheitsmargen
- Regulatorische Erwägungen für nicht-elektrische Anwendungen
- Integrationsgrenze zum Industriekunden
- Ökonomische und systemische Implikationen

Kompatibilität

Ein Prozessdampf-Betrieb ist grundsätzlich kompatibel, sofern die sekundärseitigen Betriebsgrenzen (Druck, Temperatur, Wasserchemie, Transienten) eingehalten werden und die alternative Wärmesenke die Funktion der Turbine als regelbare Last ersetzt. Die zentrale Designfrage ist nicht der Dampferzeuger an sich, sondern die robuste Auslegung der Wärmeabfuhr- und Regelpfade bei Lastabwurf.

Flexibilität und Margen

Im Sekundärkreis verschiebt sich die Dynamik: Industrie-Lastsprünge wirken unmittelbarer auf Dampferzeugerdruck und damit auf Reaktorregelung. Das erfordert konservative Abblase-Kapazitäten, klare Prioritäten der Regelung (Druck- und Niveau-Stabilität), sowie definierte Automatiksequenzen zur Leistungsreduktion. Sicherheitsmargen bleiben erhalten, wenn die thermohydraulischen Randbedingungen und die Unabhängigkeit passiver Funktionen gewahrt sind.

Regulatorik

Nicht-elektrische Anwendungen verändern den Charakter des BoP (Balance of Plant) und der Schnittstellen, nicht jedoch die grundlegenden Sicherheitsfunktionen. Regulatorisch relevant sind:

- Definition der Anlagen- und Schnittstellengrenzen,
- Nachweisführung für Wärmeabfuhrpfade im Normalbetrieb und Störfall
- Berücksichtigung externer industrieller Einwirkungen in der Sicherheitsanalyse (z. B. Lastabwurf, Rücklaufkontamination),
- Notfallplanung und organisatorische Schnittstellen.

Integrationsgrenze

Die Integrationsgrenze wird so gestaltet, dass der Industriekunde als ‚variabler Verbraucher' behandelt wird, ohne selber sicherheitsrelevante Funktionen zu übernehmen. Dazu gehören:

- harte Grenzwerte für Abnahmebedingungen
- Isolations-/Rückwirkungsbegrenzungssysteme
- unabhängige Dump-Funktion, sowie
- Monitoring der Speisewasser-und Kondensatrückläufe.

Schlussfolgerungen

Als Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der ersten Machbarkeitsstudie kann zusammengefasst werden:

- Der AP300 ist als NSSS für Prozessdampfbereitstellung für große Chemieparks geeignet.
- Die Erwartung, dass nur minimale Anpassungen erforderlich sind, wurde bestätigt.
- Die Fortsetzung der Arbeiten mit einer vertieften Betrachtung des Integrationsengineerings und des Lizenzierungspfads können in Angriff genommen werden.

Der AP300 kann konzeptionell als NSSS für Prozessdampf betrieben werden. Es müssen jedoch noch die durch den Tausch des Turbinen-Generator-Satzes gegen das Prozessdampfsystem mit Wärmesenke, Speisewasser-Rückführung und Regelung implizierten Auswirkungen systematisch weiter analysiert werden.

Die grundlegende Auslegung mit passiver Sicherheitsphilosophie und Defence-in-Depth ist prinzipiell kompatibel mit einem Prozessdampf- Betrieb. Der kritische Erfolgsfaktor ist die Auslegung einer jederzeit verfügbaren, unabhängig beherrschbaren sekundärseitigen Wärmeabfuhr inklusive Abblase-/Kondensationspfad.

Auf High-Level werden nur begrenzte Anpassungen erwartet – insbesondere in der Mess- und Überwachungstechnik für Dampf- und Speisewasserparameter sowie in der Auslegung bzw. Anbindung des Dump- und Isolationskonzepts. Ein sicherheitsqualifiziertes Dampf-/Speisewassermesssystem ist zentral sowohl für die kommerzielle Bilanzierung mit dem Prozessdampfkunden als auch zur Bereitstellung der entsprechenden Sicherheitsfunktionen, die diese Messungen bereits im aktuellen Konzept des AP300 gewährleisten.

Ausblick

Nächste Schritte sind die Schließung der technischen Datenlücken (Sekundärkreis-Thermodaten, dynamisches Betriebsfenster), die Erarbeitung eines Interface Control Documents (ICD) und die frühzeitige regulatorische Abstimmung zur Abgrenzung zwischen nuklearem Teil und industriellen Einrichtungen.

Autoren

Dr. Martin Pache
Geschäftsführer
Westinghouse Electric Germany
pachem@westinghouse.com

Dr. Martin Pache ist seit über 20 Jahren für Westinghouse tätig. Er hat Allgemeinen Maschinenbau in Darmstadt studiert und anschließend zum Thema Produktentwicklung in München promoviert. Danach ist er zunächst als Berechnungsingenieur bei Westinghouse eingestiegen. Weitere Stationen seines Werdegangs waren unter anderem: Projektleitung, Kundenbetreuung, Technisches Marketing, Qualität und Sicherheit, Engineering Director. Seit 2023 ist er mit der Geschäftsführung von Westinghouse Electric Germany betraut.

Das Atomgesetz als Gestaltungsrahmen für die Erzeugung von Fern- und Prozesswärme

› Christian Schorn

Zusammenfassung

Die energiepolitische Debatte in Deutschland wird dominiert vom Narrativ des vollzogenen Atomausstiegs. Eine genaue Analyse des Atomgesetzes (AtG) zeigt jedoch, dass der Gesetzgeber kein vollständiges Verbot der Kerntechnik festgelegt hat. Vielmehr adressiert das Gesetz präzise die Beendigung der „gewerblichen Erzeugung von Elektrizität". Dieser Beitrag analysiert die verbleibenden genehmigungsrechtlichen Möglichkeiten für Prozesswärme, industrielle Eigenversorgung und Forschung und plädiert für eine strategische Neuausrichtung des Kerntechnischen Ausschusses (KTA) zur Sicherung der nationalen Bewertungskompetenz.

Rechtliche Bestandsaufnahme: Der Zweck des § 1 AtG

Das Atomgesetz (AtG) in seiner aktuellen Fassung ist ein gesetzgeberischer Hybrid: Ursprünglich zur Förderung der Kernenergie geschaffen, wurde es schrittweise zu einem Ausstiegsgesetz umgebaut, ohne jedoch seinen Charakter als Sicherheits- und Ermöglichungsgesetz für die verbleibenden Anwendungsbereiche zu verlieren.

Das Verbot und seine Grenzen

Zentral für die Bewertung künftiger kerntechnischer Optionen ist § 1 Nr. 1 AtG. Dieser Paragraph definiert als Gesetzeszweck die geordnete Beendigung der Nutzung der Kernenergie „zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität". Dementsprechend legt § 7 Abs. 1 Satz 2 AtG fest, dass für Anlagen zu diesem spezifischen Zweck sowie für die Wiederaufarbeitung keine Genehmigungen mehr erteilt werden.

Aus der Formulierung des Verbots („gewerbliche Erzeugung von Elektrizität") lässt sich ableiten, welche Bereiche vom Gesetzgeber nicht erfasst wurden:

- **Thermische Nutzung:**
  Der Gesetzeswortlaut bezieht sich bezüglich des Verbots ausschließlich auf Elektrizität. Die Erzeugung von Prozessdampf oder Fernwärme mittels nuklearer Wärmequellen fällt nicht unter das gesetzgeberische Genehmigungsverbot. Dies eröffnet Perspektiven für spezialisierte Reaktoren beispielsweise in der chemischen Industrie oder bei der Wasserstofferzeugung.

- **Forschungszwecke:**
  Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen, die Forschungszwecken dienen, sind vom Verbot ausgenommen. Dies wird systematisch durch § 9a Abs. 1e AtG gestützt, der gesonderte Nachweispflichten für die Entsorgung bei Forschungsreaktoren regelt. Das etablierte Genehmigungsverfahren nach § 7 AtG inklusive der Beteiligung von Sachverständigen und der Öffentlichkeit bleibt für diese Anlagen vollumfänglich in Kraft.

- **Industrielle Eigenversorgung:**
  Der Begriff der „gewerblichen Erzeugung" zielt im Kontext des AtG historisch auf die Einspeisung in das öffentliche Netz durch Energieversorgungsunternehmen zur allgemeinen Versorgung ab. Eine Anlage, die im sogenannten „Fence-line"-Betrieb (direkt am Industriestandort) Strom und Wärme ausschließlich für einen geschlossenen industriellen Prozess liefert (z. B. für die Wasserstoffproduktion oder Rechenzentren), würde bei einer am Gesetzeszweck orientierten Auslegung aus dem Anwendungsbereich des Verbots herausfallen. Gleichwohl ergibt sich aufgrund unzureichender Definiertheit des Begriffs „gewerblich" ein juristischer Interpretationsspielraum. Vor diesem Hintergrund sollten sich aktuelle technische Konzepte primär auf die zweifelsfreie Option der reinen Wärmeerzeugung fokussieren.

Fortgeltung des Genehmigungsrechts

Entgegen der öffentlichen Wahrnehmung existieren die Regelungen für atomrechtliche Genehmigungen weiter. Die materiellen Voraussetzungen des § 7 Abs. 2 AtG – insbesondere die Zuverlässigkeit, die Fachkunde und die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche Vorsorge gegen Schäden (Schadensvorsorge) – sind unverändert gültiges Recht. Es handelt sich somit nicht um eine „Gesetzeslücke", sondern um einen vom Gesetzgeber bewusst belassenen Rechtsrahmen für Anwendungen jenseits der konventionellen Stromwirtschaft.

Technologische Relevanz: Dekarbonisierte Versorgung für die Industrie

Der Ausstieg der klassischen Energieversorger aus der Kerntechnik geht einher mit dem Markteintritt neuer Akteure. Für Teile der energieintensiven Industrie verschiebt sich der Fokus von der reinen Strompreiskalkulation hin zur physischen Verfügbarkeit von gesicherter Prozesswärme. Da ein signifikanter Anteil des industriellen Endenergiebedarfs auf Prozesswärme entfällt, bieten sich hier konkrete technologische Pfade an, die rechtlich belastbar sind und gleichzeitig die Dekarbonisierungsstrategie der Bundesregierung befördern.

Heizwärme und Prozessdampf bis 500 °C

Während Hochtemperaturreaktoren (HTR) langfristig für Temperaturen bis 1.000 °C relevant sind, stehen für den sofortigen Einsatz in Industrie und Fernwärme bereits genehmigungsfähige Leichtwasserreaktor-Konzepte zur Verfügung:

- **Nah-/Fernwärme:**
  Reaktorkonzepte wie der LDR (Low District Heating Reactor), die auf niedrige Drücke und Temperaturen (bis 150 °C) ausgelegt sind, können als reine Wärmequellen fungieren. Da hier keine Elektrizität erzeugt wird, greift das Verbot des § 7 Abs. 1 AtG nicht.

- **Industrieller Prozessdampf:**
  SMR-Konzepte auf Druckwasserreaktor-Basis (z. B. AP300) können Prozessdampf bis ca. 300 °C liefern. Durch technische Maßnahmen lässt sich Prozessdampf bis ca. 500 °C bereitstellen. Solche Anlagen könnten der thermischen Versorgung von Industrieclustern (Chemieparks) dienen und fallen nicht unter das gesetzgeberische Genehmigungsverbot.

Autarke Versorgungskonzepte

Die Digitalwirtschaft (KI-Rechenzentren) fordert zunehmend eine rund um die Uhr verfügbare, CO_2-emissionsarme Stromversorgung. Die Kombination aus SMRs und direkter Kopplung am Standort ermöglicht eine Entlastung der Übertragungsnetze bzw. sogar eine autarke Versorgung. Rechtlich relevant ist hierbei die Abgrenzung zur „gewerblichen Erzeugung". Dient eine Anlage der industriellen Eigenversorgung und nicht dem Verkauf von Elektrizität am Markt, greift der eigentliche Sinn des Ausstiegsbeschlusses – die Beendigung der kommerziellen Stromwirtschaft nuklearer Prägung – nicht zwingend. Da jedoch eine höchstrichterliche Klärung der Abgrenzung zwischen „gewerblichen Erzeugung" und Eigenversorgung im atomrechtlichen Kontext fehlt, ist für diesen Anwendungsfall mit intensiven juristischen Diskursen zu rechnen.

Institutionelle Konsequenzen: Die Rolle des KTA

Die Realisierung dieser Optionen scheitert derzeit weniger am Gesetzestext als an der fehlenden technischen Konkretisierung unterhalb der Gesetzesebene. Hier kommt dem Kerntechnischen Ausschuss (KTA) eine Schlüsselrolle zu.

Der KTA als Standardsetzer

Der KTA hat die Aufgabe, auf Gebieten, in denen sich eine einheitliche Meinung von Fachleuten abzeichnet, sicherheitstechnische Regeln aufzustellen. Diese Regeln füllen den gesetzlichen Begriff der „erforderlichen Vorsorge gegen Schäden" (§ 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG) mit konkreten technischen Inhalten. Aktuell fokussiert sich die Arbeit des KTA stark auf den Rückbau und die Stilllegung. Dies greift strategisch zu kurz. Um den Anschluss an internationale Entwicklungen (SMRs) nicht zu verlieren, muss der KTA seinen Auftrag aktiv wahrnehmen.

Vermeidung von „Overdoing"

Das bestehende KTA-Regelwerk wurde primär für große Leichtwasserreaktoren entwickelt. Die unreflektierte Anwendung dieser Regeln auf kleine, modular aufgebaute Reaktoren (SMRs) mit passiven Sicherheitseigenschaften würde vielfach zu einem unverhältnismäßigen „Overdoing" führen, da Anforderungen gestellt würden, die für das geringere Schadenspotenzial kleinerer Anlagen unverhältnismäßig und ggf. nicht erforderlich wären. Gleichzeitig existieren Lücken für spezifische neue Technologien. Es ist daher geboten, dass der KTA – unabhängig von konkreten Bauentscheidungen – beginnt, Sicherheitsanforderungen für neue Leistungsklassen und -typen zu erarbeiten. Dabei geht es nicht nur um neue untergesetzliche kerntechnische Regeln, sondern auch um die Feststellung, welche bestehenden Anforderungen bei SMRs aufgrund inhärenter Sicherheitseigenschaften verzichtbar oder anzupassen sind. Nur so bleibt der KTA ein zukunftsfähiger Kompetenzanker für nukleare Sicherheit und ermöglicht Deutschland, grenzüberschreitende Sicherheitsfragen qualifiziert zu beurteilen und den nationalen Pflichten gemäß Euratom-Vertrag weiterhin gerecht zu werden.

Fazit und Handlungsempfehlungen

Das Atomgesetz ist kein Verbotsgesetz, sondern eine differenzierte Rechtsetzung, die die gewerbliche Erzeugung von Elektrizität untersagt, aber die thermische Nutzung, die Stromproduktion für Eigenbedarf und Forschung offenlässt. Für die Aufrechterhaltung der technologischen Souveränität und die Sicherung des Industriestandorts Deutschland ergeben sich folgende fachliche Notwendigkeiten:

- **Nutzung des § 7 AtG:**
  Genehmigungsbehörden und Antragsteller sollten die Möglichkeiten für Forschungsreaktoren und thermische Nutzungen (Prozesswärme) rechtssicher prüfen. Pilotverfahren könnten hier Klarheit und unternehmerische Planungssicherheit schaffen.

- **Mandat des KTA:**
  Der KTA darf nicht zum reinen Abwicklungsgremium werden. Er muss das Regelwerk auf die Anwendung von SMRs aktualisieren, um sowohl Überregulierungen („Overdoing“) zu vermeiden und neue technologische Entwicklungen und Reaktorkonzepte zielgerichtet zu adressieren.

- **Partizipation:**
  Deutsche Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden und die Sachverständigenorganisationen müssen sich an internationalen Design-Prüfungen (Generic Design Assessments) beteiligen, um Know-how zu sichern, selbst wenn national kein Neubau von Kernkraftwerken angestrebt wird.

Die „stille Reserve“ des Atomgesetzes liegt in seiner Eigenschaft als Qualitäts- und Gestaltungsrahmen. Es ermöglicht Deutschland, nukleare Technologie nicht ausschließlich als Risiko, sondern als nachhaltige Option für industrielle Prozesswärmeanwendungen und Versorgungssicherheit zu begreifen.

Literaturverzeichnis

Euratom-Vertrag – Konsolidierte Fassung des Vertrags zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft, 2012/C 327/01.

Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz – AtG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Artikel 16 des Gesetzes vom 2. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 301).

Bekanntmachung über die Neufassung der Bekanntmachung über die Bildung eines Kerntechnischen Ausschusses vom 26. November 2012 (BAnz AT 10.12.2012 B2).

Kerntechnischer Ausschuss (KTA), „Hintergrundinformationen zum Projekt KTA-Regeln für KKW in Stilllegung“, Beratungsunterlage zur 75. KTA-Sitzung, 18.11.2025.

Raetzke, C., „Rechtsfragen zu neuen Nuklear-Technologien - Ein Blick auf Forschungsreaktoren, Transmutationsanlagen, SMRs, Kernfusion“, Vortrag KernD-Verbandstag, Berlin, 7. Mai 2025.

Läppänen, J., „LDR-50 District Heating Reactor“, VTT Technical Research Centre of Finland, 2024.

Nuclear regulators renew transatlantic collaborative agreement – https://www.onr.org.uk/news/all-news/2025/09/nuclear-regulators-renew-transatlantic-agreement

Small modular reactors: publication of a joint assessment, conducted by six European safety authorities, on a reactor design – https://en.asnr.fr/news/small-modular-reactors-publication-joint-assessment-conducted-six-european-safety-authorities

Autor

Christian Schorn

Principal Engineer
AFRY Schweiz AG

christian.schorn@afry.com

Christian Schorn ist Principal Engineer bei der AFRY Schweiz AG in Zürich mit Schwerpunkt Energie- und Kerntechnik. Er berät nationale und internationale Auftraggeber bei der strategischen Ausgestaltung regulatorischer und institutioneller Rahmenbedingungen sowie bei der Weiterentwicklung von Aufsichts- und Genehmigungssystemen im Energiesektor.

Er verfügt über umfassende Erfahrung in der Zusammenarbeit mit staatlichen Aufsichts- und Genehmigungsbehörden sowie mit internationalen Organisationen, darunter die International Atomic Energy Agency (IAEA). Seine Arbeit konzentriert sich auf regulatorische und institutionelle Analysen, Governance- und Systembewertungen sowie auf die strategische Einordnung kernenergetischer Optionen in übergeordnete energie- und sicherheitspolitische Entscheidungsprozesse. Ein zentraler Schwerpunkt liegt auf dem Ausgleich und der strukturierten Zusammenführung der Interessen von Politik, Verwaltung und Industrie, mit dem Ziel tragfähiger, langfristig belastbarer Lösungen.

KernD

Deutschlands Energiezukunft braucht Optionen – **jetzt strategisch handeln.**

Ein Zukunftspfad: Small Modular Reactors (SMR)

Industrielle Stärke sichern, Versorgung stabilisieren, Klimapolitik voranbringen.

Deutschlands Energiepolitik steht vor einer dreifachen Herausforderung: Versorgungssicherheit gewährleisten, Emissionen verringern und industrielle Wettbewerbsfähigkeit erhalten.

Deutschland braucht in Zeiten geopolitischer Unsicherheit und vielfach labiler globaler Lieferketten dauerhaft seine eigene Grundstoffindustrie. Gerade diese energieintensiven Industrien benötigen **verlässliche, planbare und bezahlbare Energie**.

Gut verfügbare und reichlich vorhandene Energie ist auch Schlüsselfaktor für zukünftige Entwicklung.

1. VERSORGUNGSSICHERHEIT NEU DENKEN

- SMR ermöglichen grundlastfähige, CO_2-arme Strom- und Wärmeversorgung
- Sie ergänzen volatile erneuerbare Energien
- Netzstabilität und Systemresilienz werden gestärkt

2. INDUSTRIELLE BASIS SICHERN – WETTBEWERBSFÄHIGKEIT ERREICHEN

- SMR ermöglichen kostengünstige direkte Strom- und Wärmeversorgung
- Sie tragen zu einem kostenoptimierten System bei und machen die Energiewende günstiger
- SMR passen sich an die Bedürfnisse der Abnehmer an

3. KERNTECHNISCHE UND INDUSTRIELLE KOMPETENZ SICHERN

- Anschluss an internationale SMR-Programme finden
- Bestehende Kompetenzen im deutschen Maschinen- und Anlagenbau nutzen
- Neue Märkte für deutsche Technologieanbieter erschließen

4. KLIMAZIELE PRAGMATISCH ERREICHEN

- SMR sind zur Dekarbonisierung von Prozesswärme und industriellen Anwendungen geeignet
- Emissionsminderung und Wettbewerbsfähigkeit werden zugleich erreicht
- Sie tragen zu einem realistisch umsetzbaren Energiesystem bei

5. STRATEGISCHE SOUVERÄNITÄT STÄRKEN

- Importabhängigkeiten werden mit SMR gemindert
- Eigene Nutzung von Kernenergie ermöglicht effektive Mitsprache auf europäischer und globaler Ebene
- Eine pragmatische Energiepolitik mit SMR stärkt den hiesigen Standort wirtschaftlich und geopolitisch

KernD bündelt industrieübergreifend die kerntechnische Expertise Deutschlands.

WIR BIETEN:

+ Faktenbasierte Einordnung technologischer Optionen
+ Industrieperspektiven entlang der gesamten Wertschöpfungskette
+ Dialogplattform zwischen Politik, Industrie und Wissenschaft

KernD.de

Jetzt die Weichen stellen:

Lassen Sie uns gemeinsam einen realistischen SMR-Fahrplan für Deutschland entwickeln.

Mehr Resilienz in der deutschen Energieversorgung durch Dekarbonisierung mit Kernenergie

› Gösta Jamin

Zusammenfassung:

Trotz des ambitionierten Ziels einer vollständigen Dekarbonisierung Deutschlands bis 2045, befindet sich die Energiewende noch am Anfang. Zwar konnte der CO_2-freie Anteil an der Stromerzeugung seit 1990 von etwa 30 % auf heute 60 % erhöht werden, aber der Strombedarf dürfte sich in Zukunft noch verdoppeln. Und für einen sehr großen Anteil an volatiler Erzeugung benötigt es darüber hinaus noch einen starken Ausbau an Netzen und an bis jetzt noch unerprobten Speichersystemen. So fehlt Deutschland z. B. noch eine großflächige Wasserstoffwirtschaft. Auf Grund einer zunehmenden Verrechtlichung der Klimaziele ist davon auszugehen, dass eine politische Entschärfung der Klimaziele absehbar nicht erfolgen wird. Die deutsche Politik hat sich entschieden, Energie künftig nahezu ausschließlich aus wetterabhängigen Energiequellen wie Wind und Sonne zu erzeugen. Mit einer Relegalisierung der Kernenergie könnte Deutschland resilienter gegenüber Lieferketten- und Marktpreisrisiken werden, würde Kosten für CO_2-Zertifikate einsparen, und die politisch gesetzten Klimaziele könnten leichter erreicht werden.

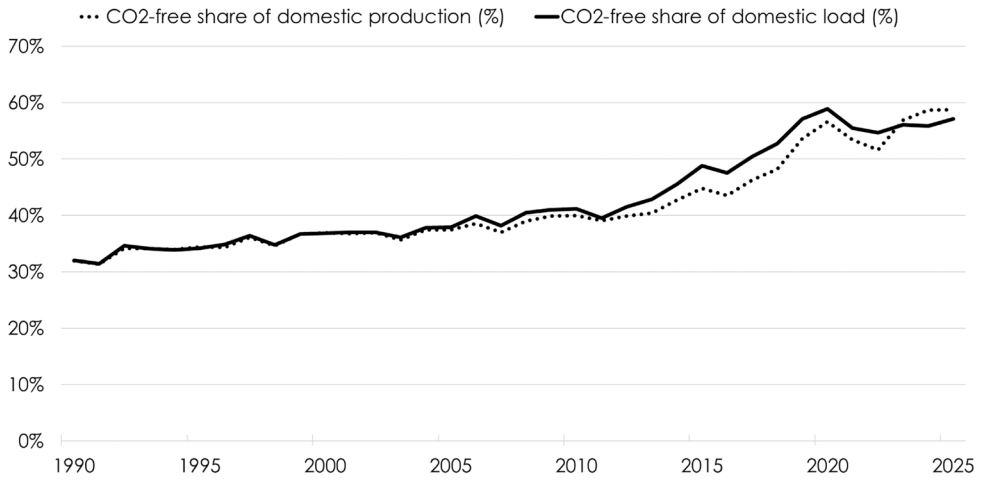
Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes nach dem sogenannten Klima-Urteil des Bundesverfassungsgerichts im Jahre 2021 ein extrem ambitioniertes Klimaziel gesetzt, wonach bereits im Jahr 2045 – also fünf Jahre früher als im Green New Deal für die EU vereinbart – Netto-Null erreicht werden soll. Netto-Null bedeutet, dass keinerlei anthropogene Treibhausgase mehr emittiert werden dürfen. Technisch nicht vermeidbare Emissionen müssen durch Entnahmen von Treibhausgasen an anderer Stelle ausgeglichen werden. Mit dem im Frühjahr 2025 neu ins Grundgesetz aufgenommenen Artikel 143h wurde die Klimaneutralität sogar verfassungsrechtlich verankert.

Die bisherigen Anstrengungen der Energiewende konzentrierten sich vor allem auf den Bereich der Stromerzeugung: Die nukleare Stromerzeugung betrug 2001 noch 162 TWh. Bis zur Abschaltung der Kernenergie im April 2023 hat die regenerative Stromerzeugung von 38 TWh im Jahr 2001 auf dann 268 TWh pro Jahr zugenommen. Zudem muss hier berücksichtigt werden, dass der Strombedarf durch Elektromobilität, Wärmepumpen, synthetische Industriegase und neue Industrien wie Rechenzentren sich bis 2045 wahrscheinlich verdoppeln wird. Die Energiewende stellt bis zu diesem Zeitpunkt zu großen Teilen lediglich eine Substitution von Kernenergiestrom durch Wind- und Sonnenenergie dar. Das erklärt die bis jetzt geringe Wirksamkeit bei der Vermeidung von CO_2-Emissionen. Seit 1990 konnte der Anteil an CO_2-freier Stromerzeugung so nur lediglich von gut 30 % auf knapp 60 % erhöht werden. Dabei hat der Stromverbrauch noch um etwa 3 % und die Stromproduktion um etwa 6 % abgenommen.

So hat die Bundesrepublik Deutschland bei allen Erfolgen des Ausbaus Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung mit einem CO_2-Emissionsfaktor von 363 Gramm je Kilowattstunde im Jahre 2024 (vgl. Umweltbundesamt) einen deutlich schlechteren Wert als Länder wie Frankreich mit 39 Gramm oder Schweden mit 19 Gramm (Angaben für 2023, vgl. tCO_2e.net), die ihre Kernenergie nicht gesetzlich beendet haben.

Strom emissionsfrei zu erzeugen ist das eine. Auch wenn wir mit knapp 60 % schon einiges erreicht haben, werden die letzten Prozente schwieriger. Es fehlt zum Beispiel noch quasi die komplette Wasserstoffwirtschaft, die aus Überschussstrom Wasserstoff erzeugt, leitet, speichert und später wieder in



Datenquelle: energy-charts.info und eigene Berechnungen

wasserstofffähigen Gaskraftwerken verbrennt. Auch wurden die Erneuerbaren-Kapazitäten in ein bestehendes Netz integriert. Mit zunehmender Leistung der volatilen Erzeugung steigt der Bedarf an Netzverdickung, um große überregionale Ausgleiche zu realisieren. Wie an der folgenden Grafik zu erkennen ist, fangen andere Energieverbrauchssektoren wie (Prozess-)Wärmeversorgung und Verkehr gerade erst an. Hierzu ist ebenso ein umfangreicher Umbau der gesamten Infrastruktur und des Kapitalstocks der Volkswirtschaft erforderlich. Die tiefe Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft hat also gerade erst begonnen.

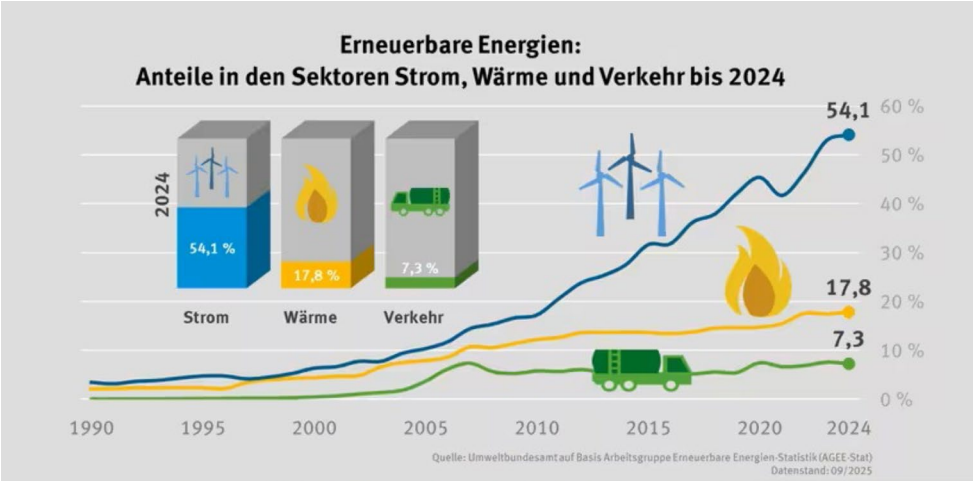
Dazu passt der Befund, dass im Jahre 2024 erst 20 % des Primärenergieverbrauchs aus Erneuerbaren Quellen stammt, während fossile Energiequellen weiterhin für 80 % des Energieverbrauchs verantwortlich sind. Ein Vergleich mit den Werten für 1990 enthüllt zudem, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien auch auf der Ebene des Primärenergieverbrauchs bisher überwiegend der Substitution der wegfallenden Kernenergie gedient hat.

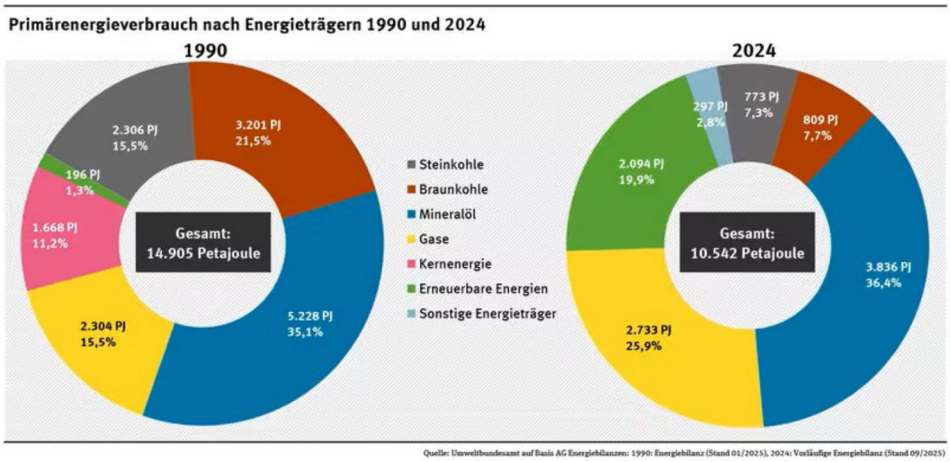
Zwar führt eine zunehmende Umstellung auf Erneuerbare Energien sowie die Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie tendenziell zu einem sinkenden Primärenergiebedarf auf Grund des Wegfalls von Wirkungsgradverlusten fossiler Verbrennungsprozesse. Dies reduziert allerdings nicht die Dimension der Herausforderung einer vollständigen Dekarbonisierung, da es einerseits auch Treiber für einen Anstieg des Energiebedarfs gibt (z. B. wegen des Ausbaus von KI) und andererseits die Umstellung auf elektrisch betriebene Prozesse einen umfangreichen Umbau des existierenden physischen Kapitalstocks der Volkswirtschaft voraussetzt, der erst noch erbracht werden muss.

Als Zwischenfazit kann festgehalten werden, dass eine vollständige Dekarbonisierung Deutschlands innerhalb von nur 19 Jahren eine enorme Herausforderung darstellt, die die bisher geleisteten Anstrengungen für die Energiewende deutlich in den Schatten stellt. In finanzieller Hinsicht wird dies unterstrichen durch in die viele Billionen EUR reichenden Kostenschätzungen für die vollständige Umsetzung der Energiewende (PWC, 2024).

Verrechtlichung des Klimaschutzes

Gelegentlich flackert in der politischen Debatte die Forderung auf, ob man angesichts der Größe der Herausforderung der Dekarbonisierung die Klimaziele





nicht abschwächen oder das Ziel der Klimaneutralität von 2045 auf 2050 verschieben könne. Angesichts der Funktionsweise des EU-CO_2-Zertifikatehandels führt dies nicht einmal zu einer Erhöhung des Treibhausgasausstoßes in Europa. Zuletzt wurde eine solche Forderung von der FDP und von Wirtschaftsverbänden wie dem BDI erhoben. Künftige politische Entscheidungen lassen sich selbstverständlich nicht vorhersagen. Allerdings ist zur Kenntnis zu nehmen, dass eine Abschwächung der Klimaziele durch politische Willensbildung aufgrund der rechtlichen Verankerung der Klimaziele und der Entscheidungen der Gerichte zu diesem Thema künftig deutlich erschwert sein könnte.

Mit den 2025 beschlossenen Regelungen in Artikel 143h GG erhält die Klimaneutralität 2045 auch explizit Verfassungsrang. Dies erfolgte nachdem das Bundesverfassungsgericht bereits in seinem Klimaurteil im Jahre 2021 aus den allgemeinen Vorgaben zum Umweltschutz in Artikel 20a GG eine besondere Verpflichtung zum Klimaschutz abgeleitet hatte. Angesichts der aktuellen und absehbaren politischen Mehrheitsverhältnisse dürfte eine Änderung dieser Regelungen, die im Bundestag eine Zwei-Drittel-Mehrheit erfordern würde, nicht unmittelbar bevorstehen. Mit diesen Regelungen hat der Gesetzgeber den Klimaschutz dem normalen demokratischen Willensbildungsprozess entzogen, in dem üblicherweise konkurrierende Ziele und knappe ökonomische Ressourcen zu priorisieren sind, und das Ziel der Klimaneutralität 2045 über alle anderen politischen Ziele gestellt.

Urteile der Gerichte zu diesem Thema haben zumindest bisher eher zu einer weiteren Verschärfung der Klimaschutzvorgaben geführt. Beispiele dafür sind das Klima-Urteil des Bundesverfassungsgerichts aus dem Jahr 2021 das eine Vorziehung des Ziels der Klimaneutralität von 2050 auf das Jahr 2045 zur Folge hatte sowie ein Urteil des Bundesverwaltungsgerichts aus dem Jahr 2026. Mit diesem wurde die Bundesregierung zu einer Nachbesserung ihres Klimaschutzprogramms aus dem Jahr 2023 verurteilt.

Verantwortliche Politiker stellt diese Verrechtlichung und damit Unabänderlichkeit der ambitionierten deutschen Klimaziele vor ein Dilemma: Sollten die ökonomischen Kosten der Transformation prohibitiv hoch werden oder die öffentliche Unterstützung für die Transformation sinken, so müssen sie entweder die Klimaschutzmaßnahmen mit staatlichem Zwang gegen den Willen des Souveräns durchsetzen oder die Vorgaben der Verfassung bzw. der Gerichtsbarkeit ignorieren, was im Ergebnis das Potenzial hätte eine Verfassungskrise auszulösen.

Darüber hinaus ist die aktuelle Umsetzung der Energiewende unabhängig des noch bestehenden Verbots der Kernenergie aus ökonomischer Sicht äußerst fraglich. Die Klimaschutzmaßnahmen sind ein Füllhorn an verschiedenen bürokratischen Gesetzen, die das Grundproblem nicht effizient angehen. Besser wäre es, die CO_2-Bepreisung mit einem technologieoffenen Ansatz zu kombinieren, womit die Kosten der Dekarbonisierung minimiert werden können. Dazu bedarf es keinerlei Fördergesetzen oder detaillierter Vorgaben, wie Energie zu erzeugen oder zu verbrauchen ist.

Abhängigkeiten von Marktpreisen und Lieferketten

Angesichts der noch einige Jahre, gar Jahrzehnte weiter bestehenden hohen Abhängigkeit von fossiler Energie spielen die Kosten für CO_2-Zertifikate eine wichtige Rolle für Energieverbraucher und damit für die Kaufkraft von Verbrauchern sowie die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen.

Erkennbar ist im Trend ein deutlicher Anstieg des Preises für Emissionsrechte. Dies liegt an zwei Effekten: Einerseits wird die Menge an verfügbaren Emissionsrechten immer weiter reduziert, in der aktuellen Periode 2024 – 2027 um 4,3 Prozent pro Jahr. Andererseits sind die „low hanging fruits“ der CO_2-Vermeidung, sprich die kostengünstig umsetzbaren Maßnahmen bereits umgesetzt. Eine weitere Reduzierung des Ausstoßes ist nur noch zu immer weiter steigenden Grenzvermeidungskosten möglich. Insofern ist auch

für die Zukunft mit weiter steigenden Zertifikatskosten zu rechnen. Experten erwarten – auch vor dem Hintergrund der Einbeziehung der Sektoren Wärme und Verkehr in den Zertifikatehandel ab 2028 – künftig weiter steigende Preise von bis zu 200 EUR je Tonne, was mehr als eine Verdoppelung gegenüber dem aktuellen Niveau darstellen würde. Sehr langfristig könnten die Preise sogar auf 400 EUR je Tonne steigen (EY, 2023). Bedenkt man die bereits erwähnte Bürokratie, ist es sogar wahrscheinlich, dass die Grenzvermeidungskosten eher unnötig in die Höhe getrieben wurden.

Dieser Anstieg hat auch eine politische Dimension. Andere, weniger wohlhabende europäische Länder (v.a. in Mittel- und Osteuropa) sind aktuell und auf absehbare Zeit noch sehr abhängig von der Nutzung fossiler Energien. Auf Grund ihres geringeren Wohlstandsniveaus wird sie der Anstieg der CO_2-Preise härter treffen als wohlhabende westeuropäische Länder. Wenn man eine Bruchlinie innerhalb der EU vermeiden will, erhöht dies den politischen Druck auf letztere, unnötige eigene Nachfrage nach CO_2-Zertifikaten zu vermeiden um den Übergang zu einer emissionsfreien Energieerzeugung für erstere bezahlbar zu halten.

Die Zeit unmittelbar nach dem russischen Angriff auf die Ukraine im Jahr 2022 hat gezeigt, dass bei international gehandelten fossilen Brennstoffen (v.a. Öl und Gas) erhebliche Preissteigerungen möglich sind. Neben den Preisrisiken existieren aber auch physische Knappheitsrisiken, wie die Diskussion über sehr niedrige Gasspeicherstände am Anfang des Jahres 2026 zeigt, die unter anderem eine Folge eines ausnahmsweise nicht besonders milden Winters 2025/26 sind. Der Kohleausstieg und damit verbunden der Ausbau von Gaskraftwerken zur Stromerzeugung kann in den kommenden Jahren im Falle kalter Winter zu sich wiederholenden Szenarien dieser Art führen.

Nicht zuletzt entsteht durch den Ausbau Erneuerbarer Energien ein erhebliches Lieferkettenrisiko im Hinblick auf die für den Ausbau erforderlichen Materialien. Ein sehr hoher Anteil der Materialien die für den Ausbau von Wind- und Sonnenergieanlagen benötigt werden, stammt aus China. Trotz der seit dem Beginn des Ukraine-Kriegs geführten politischen Decoupling-Diskussion hat sich an diesem Zustand nichts Substanzielles geändert. Je höher der Anteil Erneuerbarer Energien am deutschen Energiemix gesteigert wird – aus Sicht der Erreichung der Klimaziele eigentlich wünschenswert – desto höher wird auch die Abhängigkeit von China im Hinblick auf die Lieferung energiewenderelevanter Rohstoffe. Auch wenn in diesem Fall keine Abhängigkeit von Brennstoffen besteht, bestehen sehr wohl Abhängigkeiten langfristiger Natur, wenn die materialintensive Erneuerbare-Energieinfrastruktur regelmäßig erneuert werden muss. Der Bedarf an z. B. Metallen ist enorm. Grob benötigt man für Solaranlagen etwa 7-mal mehr Metalle pro erzeugter Energieeinheit als bei Kernenergie. Bei Windenergie liegt dieser Faktor sogar bei 12 (Ritchie, 2024). Dabei ist der Bedarf für die zusätzliche Speicher- und Netzinfrastruktur noch nicht berücksichtigt. Glücklicherweise kann man Metalle wiederverwenden, nur die Infrastruktur das zu tun existiert aktuell aus Kostengründen eher in China als in Europa.

Kernenergie als Säule einer diversifizierten Energieversorgung

Eine erneute Nutzung der Kernenergie als Teil des deutschen Energiesystems hätte entscheidende Vorteile im Vergleich zu einer Dekarbonisierung nur auf Basis von größtenteils wetterabhängigen Erneuerbaren Energien. Besonders schnelle Effekte verspricht die Reaktivierung von etwa 10 GW erst kürzlich stillgelegter Kernkraftwerksleistung, die innerhalb von 3 bis 8 Jahren wieder in Betrieb gehen könnte. Die Erzeugungskapazität entspricht etwa 14 % des aktuellen deutschen Strombedarfs. Darüber hinaus könnten kleine modulare Reaktoren auch zügig einen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten, vgl. hierzu der Beitrag von Bernhard Leidinger zur Dekarbonisierung der Fern- und Prozesswärme in dieser Ausgabe. Ein häufig geäußerter Kritikpunkt an Kernkraftprojekten

betrifft die jüngsten europäischen Erfahrungen mit Zeit- und Kostenüberschreitungen. In Bezug auf das Projektmanagement von Neubauprojekten sei darauf verwiesen, dass ein wesentlicher Erfolgstreiber der regulatorische Rahmen ist. In China werden z. B. Bauzeiten von unter sechs Jahren erreicht. Ein Anfang in Deutschland wäre es, Paragraf 7 AtG zu streichen, der aktuell die Stromproduktion aus Kernenergie in Deutschland verbietet.

Weitere Vorteile der Kernenergie für Deutschland wäre ein deutlich reduzierter Bedarf an zusätzlichen Netzen – auch zu unseren europäischen Nachbarn – und Speichertechnologien. Darüber hinaus wird das Landschaftsbild weniger beeinflusst. So ersetzt ein AKW der Größe von Grafenrheinfeld, mit einem Flächenbedarf von etwa einem km² rund 800 Windenergieanlagen, die über eine Fläche von knapp 400 km² verteilt stehen müssten.

Für die verantwortlichen Politiker verspricht die Verfügbarkeit von Kernenergie eine weitere Technologieoption um das höchst ambitionierte Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung bis zum Jahre 2045 zu erreichen. Neben dem Einsatz für die Stromerzeugung bietet sie auch Optionen bei der tiefen Dekarbonisierung der Sektoren Industrie und Wärme.

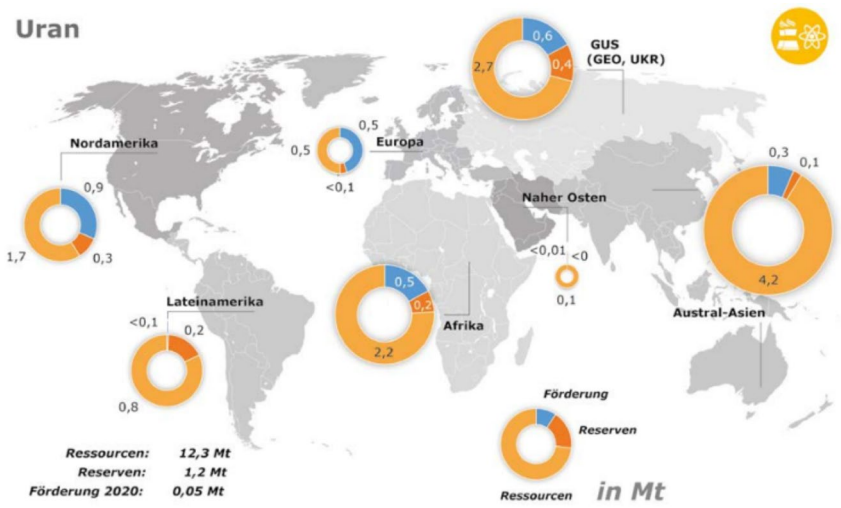
Kernbrennstoff ist vergleichsweise preiswert. Aktuell kostet ein Kilogramm Natururan ca. 200 USD, was ca. 170 EUR entspricht. Um eine kWh Elektrizität zu erzeugen benötigt man in Druckwasserreaktoren bisheriger deutscher Bauart ca. 0,025 Gramm Rohuran, was Urankosten von 0,425 Cent je kWh ausmacht. Hier ist darauf hinzuweisen, dass es sich dabei nur um die Kosten für den Rohstoff Uran handelt und Bearbeitungskosten zur Herstellung von Brennelementen noch hinzukommen. Diese bewegen sich im niedrigen Bereich von 0,3 Cent je kWh. Allerdings sind es fast ausschließlich die Rohstoffkosten, die einem Preisschwankungsrisiko auf internationalen Rohstoffmärkten unterliegen. Selbst eine deutliche Erhöhung dieser Preise wie etwa eine Verdoppelung hätte nur minimale Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken.

Die niedrigen Brennstoffkosten ermöglichen auch eine bezahlbare Vorratshaltung. Wollte man, als Gedankenexperiment, einen Dreijahresvorrat von Natururan für die Erzeugung von 500 TWh Strom anlegen, was in etwa dem gesamten jährlichen deutschen Strombedarf entspricht, so müsste man dafür 37,5 Mio. kg Natururan einlagern und 6,375 Mrd. EUR ausgeben. Unter der Annahme von 5 % Zinsen bedeutet dies finanzielle Opportunitätskosten von nur 319 Mio. EUR bzw. 0,06 Cent pro kWh. Der Gegenwert des Lagers wird ja bei Nutzung des Vorrats realisiert. Finanziell wäre es also möglich, so einen mehrjährigen Brennstoffvorrat einzulagern und Deutschland damit von Lieferkettenrisiken abzuschirmen.

Zum Vergleich: Die deutschen Gasspeicher haben eine Speicherkapazität von 250 Mrd. TWh Erdgas. Bei einem angenommenen Großhandelspreis von 30 EUR je MWh hat eine vollständige Füllung einen finanziellen Wert von 7,5 Mrd. EUR und könnte den deutschen Erdgasverbrauch lediglich für etwa 3,5 Monate abdecken. Würde man dieses Gas verstromen, könnte man Deutschland etwa 4 Monate versorgen.

Auch vom Raumbedarf her wäre die Einlagerung von Uran unproblematisch. 37,5 Mio. kg entsprechen einem Volumen von 1.963 m³ bzw. einem Würfel mit einer Kantenlänge von 12,5 Metern. Dabei kann das Uran seine hohe Energiedichte ausspielen. Zum Vergleich braucht Gas, das Deutschland für 3 Jahre mit Strom versorgen könnte, selbst bei 250 bar, dem Maximaldruck mancher Erdgasspeicher, gut 900 Mio. m³.

Die bekannten Reserven an Uran sind weltweit recht gleichmäßig verteilt. Das meiste davon befindet sich jedoch in Australien und Kanada (BGR, 2021). Weitere große Vorkommen liegen in Kasachstan und Georgien, Namibia und Südafrika, Brasilien sowie China. Darüber hinaus ist Uran in großem Umfang in der



Erdkruste und im Meerwasser vorhanden. Die komplette Reichweitendiskussion von Kernbrennstoff soll und kann an dieser Stelle nicht geführt werden. Hier sei nur darauf verwiesen, dass allein im Meerwasser schätzungsweise 4,5 Mrd. Tonnen Uran gelöst sind, die sich auch durch Ausspülen aus dem Gestein regelmäßig erneuern. Damit könnte man den weltweiten Strombedarf durch herkömmliche Leichtwasserreaktoren 7.200 Jahre decken. Eine Gewinnung von Uran aus Meerwasser ist technisch möglich und kostet laut konservativen Schätzungen 300 – 600 USD je kg (Hidayat, 2025).

Dies ist somit auch die Obergrenze für den Marktpreis von Natururan, da sich bei nachhaltiger Überschreitung der Aufbau einer eigenen Extraktion von Uran aus Meerwasser lohnen würde. Bei Nutzung sämtlicher Technologien wie Wiederaufbereitung der Brennstoffe, Brutreaktoren oder Thorium als Brennstoff könnten Kernkraftwerke über hunderttausende von Jahren betrieben werden.

Der Einsatz der Kernenergie verringert somit stark die Abhängigkeit von Marktpreisschwankungen fossiler Brennstoffe. CO_2-Zertifikate werden mangels Emissionen überhaupt nicht benötigt. Eine geringere Nachfrage nach Emissionsrechten aus Deutschland wird sich in der EU preisdämpfend auf die CO_2-Zertifikate auswirken, damit die europäischen Volkswirtschaften insgesamt entlasten und somit finanzielle Ressourcen für die erforderlichen Investitionen in die Transformation freisetzen.

Fazit

Der Einsatz von Kernkraft zur Erzeugung von Strom und Wärme bietet zahlreiche Vorteile: Dekarbonisierungsziele lassen sich schneller und verlässlicher erreichen. Deutschland wird unabhängiger von Liefer- und Marktpreisrisiken fossiler Brennstoffe einschließlich der erforderlichen CO_2-Zertifikate sowie von den erforderlichen Rohstoffen für Erneuerbare Energien. Der Brennstoff Uran ist auf der Welt reichlich vorhanden und es gibt eine preisliche Obergrenze, die aus den Kosten für die Extraktion von Uran aus Meerwasser abgeleitet werden kann. Die Einlagerung eines mehrjährigen Rohstoffvorrats ist finanziell und vom Platzbedarf her unkompliziert möglich. Mit Kernenergie wird das deutsche Energiesystem somit resilienter im Hinblick auf Versorgungssicherheit und Kostenstabilität.

Literatur

BGR, Energiestudie, 2021.

EY, CO2-Preisentwicklung im EU ETS – was Unternehmen jetzt beachten müssen, 2023, https://www.ey.com/de_de/insights/decarbonization/eu-ets-wie-stark-steigen-die-co-preise-bis-2030, Abruf am 24.2.2026.

HIDAYAT, M., Seawater Uranium Extraction: Technologies and Commercial Viability, Discovery Alert, 2025, https://discoveryalert.com.au/uranium-seawater-extraction-2025/#:~:text=Economic%20Viability%20and%20Cost%20Structure,economic%20barrier%20to%20commercial%20deployment. Abruf am 24.2.2026.

PWC, Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich – auch ökonomisch!, 2024.

RITCHIE, H., Low-carbon technologies need far less mining than fossil fuels, Our World in Data, 2024, https://ourworldindata.org/low-carbon-technologies-need-far-less-mining-fossil-fuels, Abruf am 26.2.2026.

Autor

Prof. Dr. Gösta Jamin

Professor für Finanzwirtschaft und Bankbetriebslehre
Hochschule für Wirtschaft und Gesellschaft Ludwigshafen

goesta.jamin@hwg-lu.de

Gösta Jamin ist Diplom-Volkswirt und unterrichtet Volkswirtschaftslehre sowie diverse finanzwirtschaftliche Lehrveranstaltungen an der Hochschule für Wirtschaft und Gesellschaft in Ludwigshafen und leitet dort das Masterprogramm Finance & Accounting und den MBA-Studiengang Digital Finance, Strategie und Accounting. In früheren Stationen arbeitete er als Berater bei McKinsey & Company, Inc. und Leiter Geschäftskunden und kleine Firmen bei der HypoVereinsbank. Seine Forschungs- und Beratungsschwerpunkte sind Finanzdienstleistungen, Finanzierung im Mittelstand sowie Nachhaltigkeitsberichterstattung und Energietransformation.

Wenn Kernenergie Teil der Nachbarschaft wird

Neue Reaktorkonzepte rücken näher an Industrie und Städte – und stellen das Zusammenspiel von Energieerzeugung, Haftung und Versicherbarkeit neu zur Diskussion

› Justin Franken

Wärmeversorgung als Ausgangspunkt

Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ist kein Randthema der Energiewende. Sie ist ihr Realitätscheck. Wärme ist standortgebunden, sie muss verfügbar sein, wenn sie gebraucht wird, und sie lässt sich nur begrenzt über weite Strecken transportieren. Genau daraus ergibt sich eine Entwicklung, die international zunehmend an Bedeutung gewinnt: Energieerzeugung rückt näher an ihren Verbrauch.

Im Bereich der Kerntechnik wird diese Verschiebung besonders sichtbar. Small Modular Reactors werden nicht mehr ausschließlich als Stromquelle diskutiert, sondern als Baustein für Fernwärme und industrielle Prozesswärme. Internationale Organisationen wie die International Atomic Energy Agency (IAEA) und die OECD Nuclear Energy Agency (NEA) greifen diese Entwicklung inzwischen ausdrücklich auf und verorten nicht-elektrische Anwendungen als Bestandteil zukünftiger Energiesysteme[1, 2].

Was sich hier abzeichnet, ist weniger eine technologische Revolution als eine Verschiebung der Anwendung.

Systemnähe als neue Rahmenbedingung

Diese Verschiebung hat Konsequenzen. Während klassische Kernkraftwerke bewusst räumlich von industriellen und urbanen Strukturen getrennt wurden, zielen viele der neuen Konzepte auf eine engere Integration. Industrieparks, chemische Produktionsstandorte und Fernwärmenetze werden zu möglichen Einsatzorten.

Internationale Projekte zeigen, dass dies keine theoretische Debatte ist. In Finnland wird mit dem LDR-50 ein Reaktor gezielt für Fernwärme entwickelt. In Russland liefert die Akademik Lomonosov seit Jahren Strom und Wärme. In China ist mit dem HTR-PM ein Hochtemperaturreaktor im Betrieb. Und mit Konzepten wie dem AP300 wird zunehmend darüber nachgedacht, Reaktoren direkt in industrielle Wärmesysteme einzubinden[3, 4, 5].

Gemeinsam ist diesen Ansätzen nicht ihre Baugröße, sondern ihre Position im System. Energie wird dort erzeugt, wo sie gebraucht wird.

Verschiebung der Risikoperspektive

Für die Versicherungs- und Rückversicherungswirtschaft ist diese Entwicklung in erster Linie keine Frage neuer Technologien, sondern eine Frage neuer Zusammenhänge.

Kernkraftwerke wurden bislang als klar abgegrenzte Anlagen betrachtet. Die neuen Anwendungen lösen diese klare Trennung teilweise auf. Wo Energieerzeugung Teil eines Industrieparks oder eines städtischen Versorgungssystems wird, entstehen neue Schnittstellen – und mit ihnen neue Fragestellungen.

Risiken entstehen dann nicht mehr nur innerhalb der Anlage selbst, sondern im Zusammenspiel. Was passiert, wenn eine Anlage in unmittelbarer Nähe zu chemischen Produktionsprozessen betrieben wird? Welche Wechselwirkungen ergeben sich im Störfall? Und wie lassen sich diese Wechselwirkungen in bestehenden Bewertungs- und Haftungsstrukturen abbilden?

Diese Fragen ergeben sich zwangsläufig aus der angestrebten Nähe und werden auch im Kontext nuklearer Kraft-Wärme-Kopplung international diskutiert[6].

Haftung und Versicherbarkeit im internationalen Kontext

Die grundlegenden Instrumente, um mit solchen Risiken umzugehen, sind vorhanden.

Das internationale Haftungsregime für kerntechnische Anlagen – geprägt durch die Systeme von Paris und Wien – basiert auf klaren Prinzipien: Kanalisation der Haftung, verschuldensunabhängige Betreiberverantwortung und verpflichtende finanzielle Absicherung[7].

Auch auf der Versicherungsseite existiert eine belastbare Grundlage. Nationale Pools und internationale Rückversicherungsstrukturen ermöglichen es seit Jahrzehnten, kerntechnische Risiken abzusichern und stellen einen integralen Bestandteil der nuklearen Infrastruktur dar.

Diese Mechanismen gelten grundsätzlich auch für neue Anwendungen. Entscheidend ist jedoch, wie sie auf veränderte Systemkonstellationen angewendet werden.

Erfahrung und Rolle der Versicherungswirtschaft

Die Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft steht seit 1957 für genau diese Aufgabe. Seitdem wird, unter anderem über sie, die Versicherung von Kernkraftwerken organisiert – sowohl im Bereich der Haftpflicht als auch der Sachversicherung. Die Erfahrung zeigt, dass Versicherbarkeit kein abstraktes Konzept ist, sondern unter klar definierten Rahmenbedingungen praktisch umgesetzt werden kann.

Diese Erfahrung ist auch heute noch relevant. Sie macht deutlich, dass neue Anwendungen nicht bei null beginnen. Gleichzeitig zeigt sie, dass bestehende Modelle angepasst werden müssen, wenn sich die Rahmenbedingungen verändern.

Vor diesem Hintergrund bringt sich die DKVG aktiv in internationale Diskussionen ein. Ziel ist es, neue Anwendungen so zu strukturieren, dass sie in bestehende Haftungs- und Versicherungssysteme integrierbar bleiben.

Entwicklung von Rahmenbedingungen

Die aktuellen Entwicklungen verlaufen nicht linear. Technologie, Anwendung und Regulierung entwickeln sich parallel.

Viele der diskutierten Konzepte basieren auf bekannten technischen Prinzipien, werden jedoch in angepasster Form eingesetzt. Gleichzeitig werden regulatorische Fragen neu gestellt: Wie sind Anlagen einzuordnen, die sowohl Teil eines Energie- als auch eines Industriesystems sind? Welche Anforderungen ergeben sich daraus für Genehmigung, Betrieb und Haftung?

Internationale Organisationen weisen darauf hin, dass diese Fragen integraler Bestandteil der weiteren Entwicklung sind und eng mit der technischen Umsetzung verknüpft bleiben.

Einordnung aus Versicherer–Perspektive

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist die Entwicklung nachvollziehbar. Die Nähe zur Nachfrage adressiert zentrale Herausforderungen der Wärmeversorgung und kann Effizienz sowie Versorgungssicherheit verbessern.

Aus Sicht der Versicherungs- und Rückversicherungswirtschaft entsteht daraus jedoch ein Spannungsfeld. Die gleiche Nähe, die technisch sinnvoll ist, erhöht die Komplexität der Risikobewertung. Risiken werden nicht nur größer oder kleiner, sondern anders.

Gerade darin liegt die eigentliche Aufgabe.

Die Versicherungswirtschaft hat über Jahrzehnte gezeigt, dass auch komplexe technische Systeme versicherbar sind, wenn ihre Strukturen klar definiert sind. Diese Erfahrung lässt sich auf neue Anwendungen übertragen – allerdings nicht ohne Anpassung.

Die neuen Konzepte sind aus technischer Sicht überzeugend. Aus Versicherungssicht stellen sie eine Herausforderung dar. Beides ist kein Widerspruch.

Es ist vielmehr der Ausgangspunkt für eine Weiterentwicklung.

Die Aufgabe besteht darin, die neuen Systemkonstellationen so zu verstehen und zu strukturieren, dass sie in bestehende Haftungs- und Versicherungssysteme eingeordnet werden können. Das erfordert Analyse, Erfahrung und Zusammenarbeit.

Und es ist eine Aufgabe, der sich die Versicherungswirtschaft nicht nur stellt, sondern die sie bewusst annimmt.

Quellen

[1] International Atomic Energy Agency (IAEA): Non-electric applications of nuclear energy. https://www.iaea.org/topics/non-electric-applications

[2] OECD Nuclear Energy Agency (NEA): Small Modular Reactors for Net Zero (2023). https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2023-12/smrs_for_net_zero.pdf

[3] Steady Energy: LDR-50 District Heating Reactor. https://www.steadyenergy.com/solution

[4] World Nuclear Association: Nuclear Process Heat for Industry. https://world-nuclear.org/information-library/non-power-nuclear-applications/industry/nuclear-process-heat-for-industry

[5] Westinghouse Electric Company: AP300 Small Modular Reactor Brochure (2023). https://www.westinghousenuclear.com/media/sqwd14qf/ap300_smr-brochure_04-23-2023.pdf

[6] International Atomic Energy Agency (IAEA): Industrial Applications and Nuclear Cogeneration. https://www.iaea.org/topics/non-electric-applications/industrial-applications-and-nuclear-cogeneration

[7] OECD Nuclear Energy Agency (NEA): Nuclear Liability and Compensation Systems. https://www.oecd-nea.org/law/nuclear-liability

Autor

Justin Franken

Justin.Franken@dkvg.eu

Justin Franken, M. Sc., ist Underwriter bei der Deutschen Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft (DKVG) und verantwortet die Bewertung sowie Absicherung komplexer technischer Risiken. Er betreut Haftpflicht- und Sachrisiken für internationale Märkte und bewegt sich dabei an der Schnittstelle von Versicherung, Risikoanalyse und technisch anspruchsvollen Fragestellungen. Zudem wirkt er in Arbeitsgruppen der Nuclear-Pools zur Transportversicherung sowie zu maritimen Anwendungen der Nuklear-technologie an der Sicherstellung der Versicherbarkeit mit.

Lauritz Rüßmann

Lauritz.Ruessmann@dkvg.eu

Lauritz Rüßmann, M.Sc., ist Underwriter und Risk Engineer bei der Deutschen Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft (DKVG). Er führt Risikobesichtigungen für das internationale Portfolio durch und verfügt über Underwriting-Autorität für verschiedene Länder. Sein Schwerpunkt liegt auf der technischen Risikobewertung sowie der Beurteilung der Versicherbarkeit industrieller und nuklearer Risiken. Darüber hinaus ist er Mitglied des Engineering Sub Committee der Nuclear-Pools und an der Weiterentwicklung der „International Guidelines for the Fire Protection of Nuclear Power Plants“ beteiligt.

atw
International Journal for Nuclear Power

Ein Teil dieser Publikation wurde bereits im März 2026
als ausschließlich elektronische Version (pdf) veröffentlicht.

Impressum

**Offizielle Mitgliederzeitschrift
der Kerntechnischen Gesellschaft e. V. (KTG)**

Verlag
INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH
Berliner Straße 88A, 13467 Berlin

www.nucmag.com

@atw-international-journal-for-nuclear-power

Redakteurin
Nicole Koch
+49 163 7772797
nicole.koch@nucmag.com

Anzeigen und Abonnements
Silvana Fliegel
+49 30 319 88 2 99
silvana.fliegel@inforum-gmbh.de