



Entsorgungswerk für
Nuklearanlagen GmbH

Inhaltsverzeichnis

24.01.2025	WirtschaftsWoche: Sie sind wieder da	3
24.01.2025	Bremer Nachrichten Bremen: Früher Hühnerzucht, jetzt Atommülllager	9

Autor/-in: TEXT Florian Güßgen, Stefan Hajek
Seite: 14 bis 21
Rubrik: Titelgeschichte

Jahrgang: 2025
Nummer: 5
Auflage: 56.665 (gedruckt)¹ 86.130 (verkauft)¹
 96.590 (verbreitet)¹
Reichweite: 0,527 (in Mio.)²

Mediengattung: Zeitschrift/Magazin

¹ IVW 3/2024

² AGMA ma 2024 Pressemedien II

Sie sind wieder da

Die Internationale Energieagentur verkündet eine „neue Ära der Atomkraft“. Gibt es auch für Aussteiger Deutschland ein Zurück?

Fatih Birol ist gut gelaunt. „Grüße aus Paris“, ruft der Chef der Internationalen Energieagentur IEA vergangene Woche der internationalen Öffentlichkeit zu. Und verkündet Großes: „Es gibt Anzeichen, dass die Welt in eine neue Ära der Kernenergie eintritt.“ Mehr als 40 Länder zählt der Chef des einflussreichen Thinktanks auf; sie alle wollten bald neue Atomkraftwerke (AKW) errichten. „Schon 2025 wird die nukleare Stromproduktion ein historisches Hoch erreichen.“ Erstmals seit Jahren gebe es auch wieder spannende Innovationen, kleine modulare Reaktoren etwa, in die Google und Amazon Milliarden investieren. Die ganze Welt, so Birols Botschaft, setze wieder auf Atomkraft. Nur Deutschland nicht. Der Aussteiger begehe einen „historischen Fehler“. Tatsächlich scheint eine Renaissance der Atomkraft plötzlich möglich: China baut 29 neue Reaktoren. Der Energiehunger der künstlichen Intelligenz ist so groß, dass Techkonzerne wie Amazon, Microsoft und Google lieber nicht allein auf den Ausbau der Erneuerbaren setzen, um ihn künftig stillen zu können – sondern auch auf die nahezu klimaneutrale Atomkraft.

Ein Block des 2019 stillgelegten AKWs Three Mile Island in Pennsylvania soll 2028 wieder ans Netz gehen, um ein Rechenzentrum zu versorgen. In den USA und Frankreich, neben China die Länder mit den meisten Reaktoren (siehe Karte unten), werden die Laufzeiten der arg in die Jahre gekommenen AKWs verlängert, Neubauten sind zumindest eine Option. In Europa gibt es bisher vor allem viele Pläne, Ankündigungen und Absichtserklärungen – und Probleme: Der Bau des jüngsten Europäischen Druckwasserreaktors (EPR) in Südwestfinnland (2022) etwa

verschlang elf Milliarden Euro – in 17 Jahren Bauzeit. Und Deutschland? Hat seine drei letzten Atomkraftwerke am 15. April 2023 abgeschaltet.

NUR GRÜNE IDEOLOGIE?

Herunterfahren aber lässt die Debatte um die Atomkraft sich so einfach nicht. Am selben Tag, an dem Birol in Paris den Atomaufbruch verkündet, müssen in Berlin Bundeskanzler Olaf Scholz und Wirtschaftsminister Robert Habeck vor dem Atomuntersuchungsausschuss erklären, warum sie 2023 den Ausstieg durchgezogen haben. „Dumm“, sei der gewesen, „ignorant“, heißt es in der Union. Kanzlerkandidat Friedrich Merz verspricht im Wahlprogramm, an der „Option Kernenergie“ festhalten, die „Wiederaufnahme des Betriebs prüfen“ zu wollen.

Das klingt vage. Ließe sich der Ausstieg überhaupt rückgängig machen? Ginge das technisch, juristisch? Und ließe es sich vor allem wirtschaftlich darstellen?

Merz' Impuls liegt nahe. Die Strompreise sind hoch, seit Russlands Präsident Wladimir Putin den Deutschen 2022 den Gashahn zugedreht hat. Zwei Dunkelflauten haben in diesem Winter kurzzeitig zu absurden Preisausschlägen geführt. „Natürlich“, ist die Energie-Ökonomin Veronika Grimm überzeugt, „wäre der Strom billiger, wenn wir die deutschen AKWs noch hätten. Das ist eine Binse.“

Ganz so trivial ist das aber nicht. „Die 4,2 Gigawatt deutscher Atomstrom wären im europäischen Strommarkt von 450 Gigawatt kaum noch preisrelevant“, kontert Bruno Burger, Professor für Elektrotechnik am Karlsruher Institut für Technologie und am Fraunhofer-

Institut ISE. Im Sommer sei der Strompreis an der Börse oft null, teils negativ, Atomstrom koste dann jedenfalls mehr. Und im Winter setzen teure Gaskraftwerke den Preis. Im Merit-Order-System bekommen alle Kraftwerksbetreiber den Preis des teuersten Produzenten, der nötig ist, um die Nachfrage zu decken; und alle Konsumenten bezahlen ihn: „Deutsche AKWs würden den Preis also nicht senken“, sagt Burger.

CHINA FÜHRT EINMAL MEHR

Bei seinem Auftritt in Paris spart IEA-Chef Fatih Birol nicht mit Superlativen. „Wir haben seit den 1970er-Jahren von staatlicher Seite kein so großes politisches Interesse an der Atomkraft und keine so große Entschlossenheit mehr gesehen.“ Kein Wunder. Er hat jahrelang sinkende Zahlen erklären müssen. Der Anteil der Kernenergie an der globalen Stromerzeugung lag 1996 noch bei 17,5 Prozent – zuletzt erreichte er nur 9,0 Prozent.

Der Neubau von Kernkraftwerken ist vor allem eine chinesische Angelegenheit. Peking baut fast die Hälfte der weltweit 63 neuen Reaktoren, Frankreich hat sechs beschlossen, Polen plant drei, die Slowakei und Tschechien je einen. Allein das Interesse ist bemerkenswert, denn die jüngsten Neubauprojekte im Westen waren ausnahmslos finanzielle Fiaskos.

Bei den US-Reaktoren Vogtle 3 und 4 kalkulierte der Betreiber pro Kilowatt (kW) mit 5600 Dollar, laut IEA wurden es 14 700 Dollar. Für Olkiluoto 3 in Finnland waren 3300 Dollar pro kW geplant, es wurden 7200 – bei einer Bauverzögerung um 13 Jahre. Der Reaktor Flamanville, seit 2024 am Netz,

sollte 2006 bei Baubeginn 3,2 Milliarden Euro kosten; laut französischem Rechnungshof Cour des Comptes wird es am Ende knapp achtmal so teuer: 23,7 Milliarden Euro.

Vergangene Woche warnte der Rechnungshof deutlich vor „exzessiven Risiken“ bei den Kosten. Die Prüfer forderten vom staatlichen Energiekonzern EDF, alle Investitionsentscheidungen im Ausland auf Eis zu legen – etwa für den britischen Reaktor Sizewell C, aber auch für Neubauten in Frankreich – bis es „verlässlichere Daten“ zu den wahren Kosten gebe.

Und so setzen viele Staaten auf eine wirtschaftlichere Alternative: Sie verlängern die Laufzeiten ihrer Reaktoren. Statt der geplanten 40 sollen viele Meiler nun 60, manche gar 80 Jahre lang laufen. Das ist nicht ohne Risiko, denn die AKW-Flotte ist in die Jahre gekommen, global ist sie im Schnitt 32 Jahre alt; 127 der 408 Reaktoren sind 40 Jahre oder älter. In Europa verfolgen Frankreich, Belgien, Ungarn, Tschechien, Finnland, Spanien, Rumänien und die Niederlande dennoch diesen Ansatz. Japan und die USA wollen zudem stillgelegte Reaktoren wieder anfahren.

DEUTSCHE BETREIBER WINKEN AB

Warum also sträuben sich die E.On-Tochter PreussenElektra, EnBW und RWE, die Betreiber der letzten Reaktorblöcke, gegen ein Wiederanfahren ihrer Reaktoren? E.On-Chef Leonhard Birnbaum hält das Atom-Aus bis heute zwar für einen Fehler. Dennoch lehnt er einen Neustart ab. Ein Wiederhochfahren sei „wahrscheinlich wirtschaftlich nicht mehr darstellbar“, sagt er: „Es wird in Deutschland kein privates Unternehmen mehr geben, das Geld in neue AKWs investiert“; er könne „keinem Investor erklären“, warum das eine gute Idee sein solle. Die Zeit der deutschen AKWs sei „abgelaufen“, sagt auch RWE-Chef Markus Krebber. Der Rückbau sei „irreversibel“, dekretiert der EnBW-Kernkraftchef Jörg Michels.

Aber was, wenn der Staat es wollte – und dafür jede Menge Geld in die Hand nähme? Beim Rückbau eines Reaktors werden zuerst die Brennelemente aus dem Druckbehälter, dem Herz der Anlage, in ein Lagerbecken überführt; dann die Innenoberflächen des Primärkreislaufs gereinigt, anhaftende radioaktive Partikel entfernt. Ist das geschehen, wird die Hauptkühlmittelleitung im

Reaktorgebäude demontiert; schließlich wird der zentrale Reaktordruckbehälter „freigeschnitten“. Erreicht die Kreissäge ihn, kann die Anlage nicht wieder verwendet werden.

Noch ist dieser Punkt nicht überall erreicht. Im Block Neckarwestheim 2 hat EnBW im vergangenen Sommer begonnen, die Hauptkühlmittelleitungen zu demontieren, heißt es aus dem Konzern. Das sei Teil des „Freischneidens des Reaktordruckbehälters“. Also „praktisch irreversibel“. „Praktisch irreversibel“ also – oder technisch unmöglich? Das ist höchst umstritten. Ein Brancheninsider, der anonym bleiben möchte, hält es für möglich, bereits abgetrennte Hauptkühlmittelleitungen wieder anzuschweißen. Das sei, inklusive Prüfung, zwar sehr aufwendig, dauere drei bis fünf Jahre: „Aber es geht.“

Das AKW Ohu 2 bei Landshut ist das modernste in Deutschland – und das Lieblingskraftwerk der Nuklearbefürworter: Wenigstens Isar 2, einen der sichersten Kernreaktoren der Welt, hätte Habeck laufen lassen können, nein: müssen, meinen sie. In Betrieb ging es 1988. Jetzt steht es still und nutzlos da an diesem Januartag im kalten Nebel der nahen Isar. Keine Dampfwolke, früher gut sichtbar selbst im 90 Kilometer entfernten München, krönt mehr den Kühlturm. Für PreussenElektra, den Betreiber, ist es jetzt in Ordnung so. Im April 2024 habe man mit dem Rückbau begonnen. Die Brennelemente seien im Lagerbecken, die Hauptkühlmittelleitungen abgetrennt, die Frischdampfleitungen demontiert, der Primärkreislauf sei dekontaminiert. „Damit ist in Isar 2 im ersten Rückbaujahr mehr geschehen als in jeder anderen Anlage von PreussenElektra zuvor“, teilt die E.On-Tochter mit.

Etwas anders ist die Situation in Brokdorf, Schleswig-Holstein. Die Anlage wurde Ende 2021 abgeschaltet, PreussenElektra hat die Stilllegungsgenehmigung aber erst am 23. Oktober 2024 erhalten. Im Dezember sei mit den Rückbauarbeiten begonnen worden. Im Reaktor Emsland in Niedersachsen, heißt es von Betreiber RWE, schreite der Rückbau „planmäßig und kontinuierlich“ voran. Aber: „Aus rein technischer Sicht gibt es keinen Point of no Return“, heißt es von RWE. Der Reaktordruckbehälter wurde im Emsland noch nicht aufgeschnitten. Eine Wiederinbetriebnahme würde aber wohl „sehr hohe Kosten verursachen“.

Wie hoch die Kosten genau wären, ist schwer zu berechnen. Belastbare Studien gibt es nicht. Vage Schätzungen viele. Ein Brancheninsider schätzt sie auf 200 bis 300 Millionen Euro, um Brokdorf zu reaktivieren. Isar 2 wäre für 1,5 bis 2,0 Milliarden Euro wieder ans Netz zu bringen. Neue Brennstäbe dürften, anders als früher von einigen Betreibern behauptet, kein Problem sein. Ein Vertreter des US-Herstellers Westinghouse sagte im Atom -untersuchungsausschuss in Berlin, er habe angeboten, neue Brennstäbe binnen sechs Monaten zu liefern. Aber würde sich das lohnen? Der wichtigste Maßstab für die Bewertung der Rentabilität von Kraftwerken sind die Gesteungskosten. Sie umfassen Bau, Betrieb, Wartung und Entsorgung der Anlagen sowie die Kosten für Brennstoff oder Rohstoffe, die zur Stromerzeugung benötigt werden. Die Endlagerung des Atommülls wird nicht mit berechnet.

Die IEA hatte die Kosten für die Laufzeitverlängerung eines Reaktors 2020 auf drei bis fünf Eurocent je Kilowattstunde geschätzt; der Brancheninsider rechnet für das Kraftwerk Isar 2 mit Gesteungskosten von 3,77 Cent pro Kilowattstunde, bei durchlaufendem Betrieb und einer neuen Betriebszeit von 25 Jahren. Manuel Frondel, Energie-Ökonom am RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, hält das für „absolut realistisch“. Der entscheidende Faktor sei „die Länge der Laufzeit“. Deutschland müsse die Möglichkeit des Wiedereinstiegs nutzen: „Sonst verschenkt man eine günstige Möglichkeit, Treibhausgasemissionen zu vermeiden.“ Ganz andere Kosten ergeben sich bei AKW-Neubauten. Die Wissenschaftler des Fraunhofer-Instituts ISE gehen von 13,6 bis 49 Cent pro Kilowattstunde aus, orientieren sich dabei an Projekten in Europa. Das wäre deutlich mehr als für Windenergie an Land (4,9 bis 9 Cent), aber, wenn's gut läuft, ähnlich teuer wie neue Gaskraftwerke. Nur läuft es eben selten gut, zumindest nicht im Westen. Heftig umstritten ist, ob Strom im großen Ganzen mit neuen AKWs günstiger zu haben wäre als ohne. Denn die Gesteungskosten bilden nur einen Teil der Wahrheit ab; ein auf Wind und Sonne ausgelegtes Stromsystem benötigt mehr Speicher und Netze als eines, in dem weiterhin durchgehend laufende Kraftwerke Dienst tun. 320 Milliarden Euro müssen laut Bundesnetzagentur bis 2045 in die Stromautobahnen, die Über-

tragungsnetze, investiert werden, 200 Milliarden Euro in die Verteilnetze. McKinsey hat modelliert, wie viel am Netzausbau gespart würde, hätte man auch 2035 noch 30 grundlastfähige Großkraftwerke: 70 Milliarden Euro. Netzexperten halten das für optimistisch. „Auch in einem System mit AKWs müssten mindestens die 900 Verteilnetze stark ausgebaut werden“, sagt Christoph Maurer, Dozent für Energiesysteme an der Uni Erlangen-Nürnberg. Die Stromnachfrage dürfte sich bis 2045 von heute gut 500 auf 1100 Terawattstunden pro Jahr verdoppeln. „Dafür sind die Netze nicht ausgelegt“, sagt Maurer. Die Nachfrage kommt aus der Elektrifizierung von Geräten und Prozessen, die heute noch mit fossiler Energie laufen, Wärmepumpen statt Öl- und Gasheizungen, Elektro- statt Gasöfen in der Industrie. Und von ganz neuen Verbrauchern, wie Rechenzentren.

GROSSE JURISTISCHE RISIKEN

Und was sagen die Gesetze? Rechtlich wäre ein Wiedereinstieg machbar – und zeitaufwendig. Am einfachsten wäre es wohl noch, das Atomgesetz zu ändern. Dann müsste überprüft werden, in welchem Umfang die Betriebsgenehmigungen der Reaktoren bereits erloschen sind und was getan werden muss, um sie zu erneuern. Zwar gibt es Betriebsgenehmigungen für den Rückbau und die Stilllegung, aber diese dürften wohl nicht fürs Hochfahren genutzt werden. „Der Gesetzgeber hat entschieden, dass die Kernkraftwerke nicht mehr betrieben werden dürfen. Insofern fehlt die Berechtigung für den Betrieb. Der Gesetzgeber müsste neu tätig werden“, sagt Gerhard Roller, Atomrechtsexperte und bis 2024 Juraprofessor an der Technischen Hochschule Bingen.

Hinzu kommt: Die Wiederinbetriebnahme einer Anlage für einen längeren Zeitraum würde aus Rollers Sicht mit „hoher Wahrscheinlichkeit Nachrüstmaßnahmen“ voraussetzen. Die wären mit einer „wesentlichen Änderung der Anlage“ verbunden, was wiederum eine grenzüberschreitende Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich machen würde. So ein Verfahren kann Jahre dauern. Auch die periodische Sicherheitsüberprüfung müsste nachgeholt werden. Kurz: Für die Betreiber bedeutete der Wiedereinstieg ein hohes juristisches Risiko.

Atombefürworter wie Frondel liebäugeln

deshalb mit einer anderen Lösung – einer Art Atom-Staatsagentur. Der Bund würde dabei die bestehenden Reaktoren von den Betreibern übernehmen und auf eigene Rechnung betreiben. Die Erfahrungen in Frankreich zeigen allerdings, wieweit das werden kann. „Zusätzliche Baukosten und Unsicherheiten hinsichtlich der Rentabilität von EPRs stellen ein unkalkulierbares Risiko für den Aktionär, also den Staat, dar“, heißt es im jüngsten Bericht des französischen Rechnungshofes.

Deswegen hofft unter anderem IEA-Chef Fatih Birol nun auf SMR, Small Modular Reactors. Sie sollen weitgehend im Werk vormontiert, per Schiff oder Bahn an ihren Standort transportiert und dort nur noch, nach standardisierten Bau- und Genehmigungsverfahren, ans Netz angeschlossen werden. So sollen sie in einem Bruchteil der heute im Schnitt nötigen zehn Jahre Bauzeit entstehen und – so die implizite Hoffnung – billiger Atomstrom produzieren als heutige, große AKWs.

Dass das Konzept technisch funktioniert, ist unumstritten. Kleine Atomreaktoren laufen seit Jahrzehnten, etwa in französischen und amerikanischen Atom-U-Booten oder -Flugzeugträgern. „Es sind auf handlichere Größen herunter skalierte, klassische Druck- oder Siedewasserreaktoren, wie sie heute in den allermeisten AKWs arbeiten“, sagt Horst-Michael Prasser, Professor für Kernenergiesysteme an der ETH Zürich. Die drei US-Firmen GE/ Hitachi, Westinghouse und NuScale verfügen über fertige SMR-Konzepte. Am Netz sind weltweit erst zwei SMR: je einer in Russland und in China.

Dass SMR nicht schon längst auch die Stromnetze der Welt beliefern, liegt – man ahnt es – an ihren Kosten. NuScale etwa musste seine Pläne für einen ersten SMR im US-Staat Idaho Ende 2023 beerdigen; nach drastischen Kostensteigerungen sprangen zu viele potenzielle Stromabnehmer ab. Nun unternimmt das Start-up einen neuen Versuch in Rumänien, unterstützt mit EU-Geld. Auch einen Demoreaktor in Südkorea will NuScale weiter bauen. Er macht noch keinen Strom, diene der Schulung von Personal, so NuScale.

„Wir wollen CO 2-freien Strom nicht nur anderen wegkaufen, sondern auch erzeugen“ Adam Elman, Google-Manager

Tschechiens AKW-Betreiber ČEZ kündigte Ende 2024 an, neben seinem

Groß-AKW Temelín mehrere SMR des britischen Nuklearkonzerns Rolls-Royce bauen zu wollen. Der bayrische Ministerpräsident Markus Söder, vor zehn Jahren noch fanatischer Ausstiegsevangelist und kürzlich zum AKW-Fan konvertiert, ließ sich die Gelegenheit für reichlich Instagram-Fotos nicht nehmen und reiste hin. Bayern wolle den tschechischen Atomstrom bald importieren, teilte Söder dort mit. Allerdings hat Rolls-Royce noch kein fertiges technisches Konzept.

Klar ist: Um am Markt zu bestehen, müssten SMR in sehr, sehr großer Stückzahl gebaut werden. Erst ab 3000 Exemplaren, urteilten Gutachter in einer Untersuchung für das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung, BASE, lohne sich für die Betreiber der Einstieg in die Technik. Denn: „Durch die geringe elektrische Leistung sind die spezifischen Baukosten pro Kilowatt Leistung höher als bei großen AKWs.“ Befürworter der Technik schreckt das nicht. Einer von ihnen ist Jochen Latz, Co-Chef der globalen Nuklearsparte von McKinsey. Latz glaubt, dass die Kosten pro SMR schnell sinken würden, wenn „jemand sich ein Herz fasst und die ersten 10 bis 20 Stück des selben Typs in Angriff nimmt“. Auch bei anderen Technologien habe es stets solche „Lernkurven“ gegeben. Auch AKW-Forscher Prasser hält sie für möglich: „Allerdings müsste dafür bald jemand mehr des nötigen Kleingelds für eine beschleunigte SMR-Entwicklung bereitstellen.“

Diese Geldgeber könnten sich gerade gefunden haben. Die US-Technologiekonzerne Microsoft, Amazon und Google haben, unabhängig voneinander, vor Kurzem angekündigt, in SMR investieren zu wollen. Mit der neuen Technologie, so ihre Hoffnung, könnte sich die Klimaneutralität trotz des durch KI eskalierenden Strombedarfs erreichen lassen. Eine einzige Anfrage an den KI-Bot Chat-GPT verbraucht nach Berechnungen der IEA im Schnitt 2,9 Wattstunden Strom – mehr als zehn Mal so viel wie eine Google-Suche.

Amazon schloss im Oktober ein Abkommen mit dem amerikanischen SMR-Entwickler X-Energy: In einer Kooperation mit dem staatlichen Stromversorger Energy Northwest sollen vier SMR im Bundesstaat Washington entstehen. Weitere SMR sind in Virginia geplant, wo Amazon eines der größten Rechenzentren der Welt betreibt. Microsoft hat einen über 20 Jahre laufenden

Stromliefervertrag mit Constellation Energy geschlossen; der AKW-Betreiber soll dafür einen Reaktorblock des stillgelegten AKWs Three Miles Island wieder anfahren. Für rund 800 Millionen US-Dollar, die Microsoft jährlich für die Lieferung von etwa sieben Milliarden Kilowattstunden ausgibt, könne Microsoft den Strom dort zu elf Cent die Kilowattstunde beziehen, sagt Prasser. „Für einen Direktabnehmer ist das ein sehr guter Preis, und der Strom ist rund um die Uhr, auch im Winter verfügbar.“ Genau diese „Grundlastfähigkeit“ sei den Techgiganten wichtig, erklärt Adam Elman, Director of Sustainability Europe bei Google in London. CO₂-freier Strom habe im Konzern eine lange Tradition: „Wir waren 2010 das erste Unternehmen, das Lieferverträge für Grünstrom direkt mit Wind- und Solarparks schloss.“ Das habe sich bewährt, aber: „Wir tragen mit unseren Rechenzentren zum insgesamt steigenden Stromverbrauch bei“, weiß der Google-Manager: „Wir wollen den grünen Strom nicht nur am Markt kaufen und so womöglich anderen Stromkunden wegnehmen, sondern auch dafür sorgen, dass neuer CO₂-freier Strom ans Netz kommt.“ Und zwar gerade auch dann,

„wenn er oft knapp ist: nachts und im Winter“.

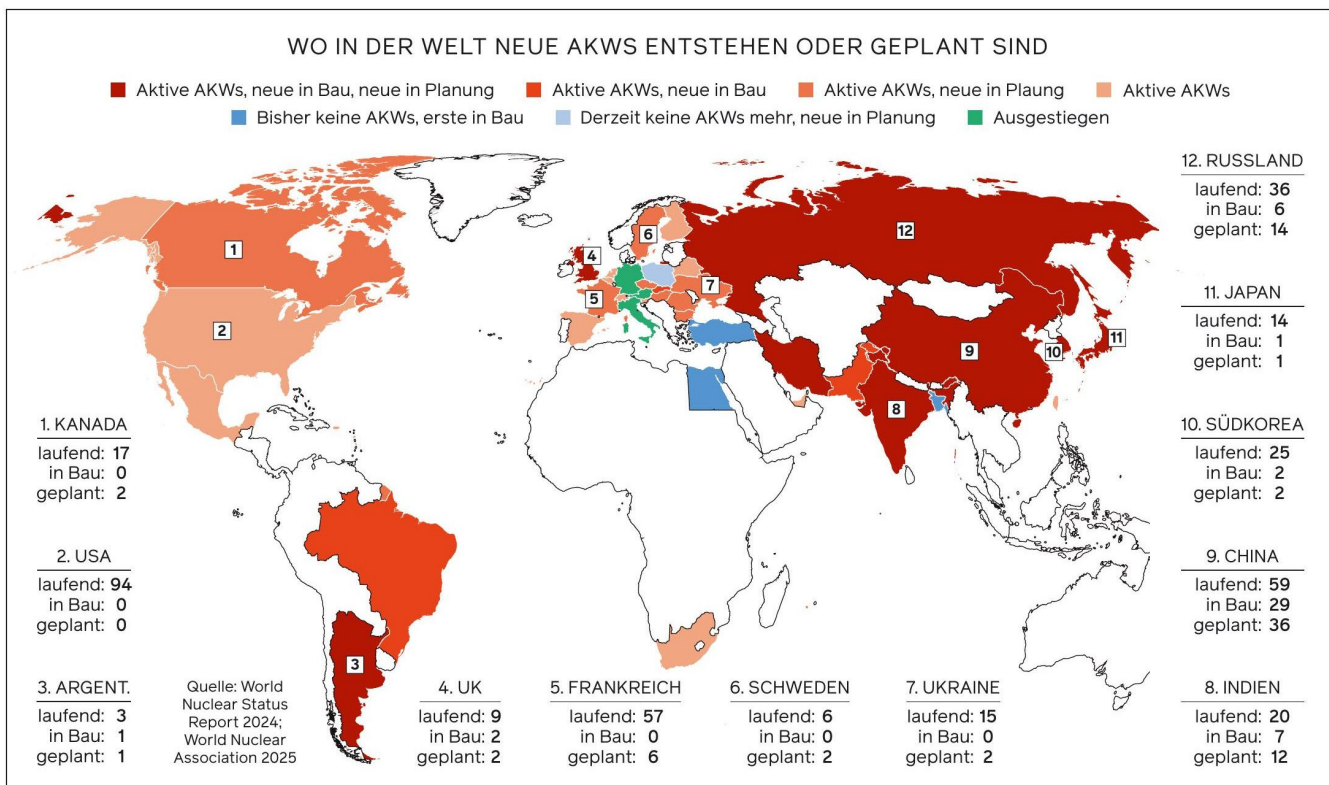
WAS HAT GOOGLE VOR?

SMR seien dabei für den Konzern „eines von mehreren guten Werkzeugen“. Auch die Entwicklung der Geothermie als grundlastfähige, klimafreundliche Stromquelle unterstütze Google mit Milliarden.

Bei den SMR arbeitet Google mit dem US-Start-up Kairos zusammen, das bis 2030 Minireaktoren mit einer Leistung von 500 Megawatt plant. Google hat sich verpflichtet, diesen Strom zu kaufen.

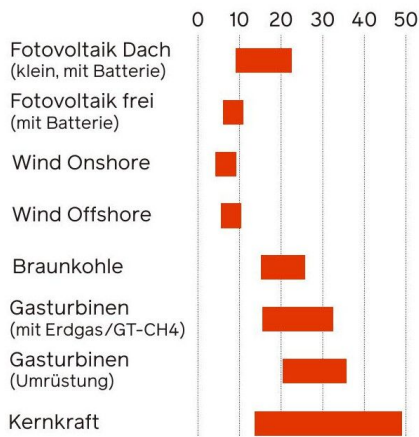
Kairos verfolgt ein technisch ehrgeiziges Konzept: Anders als die meisten SMR ist der Kairos-Reaktor kein kleinerer Druckwasserreaktor, sondern ein mit Flüssigsalz gekühlter Kugelhaufenreaktor. Auch Kugelhaufen sind keine ganz neue Idee. Der Forschungsreaktor Jülich und der Hochtemperaturreaktor Hamm-Uentrop waren Kugelhaufentypen. In China läuft seit 2021 nach zwölf Jahren Bauzeit erstmals eines der seltenen Exemplare im kommerziellen Betrieb. Kugelhaufen gelten als relativ sicher und erzeugen Dampf mit sehr hohen

Temperaturen, was sie effizient macht. Sie werden aber bisher immer gasgekühlt, mit Helium. Kairos will die Kernspaltung mit Flüssigsalz kühlen. „Das ist eine bisher noch nicht erprobte Kombination“, sagt Prasser. Sie verspricht einige Vorteile: Anders als Reaktoren mit Kühlwasser oder -gas kann Kairos bei normalem Druck arbeiten, was das Risiko von Explosionen eliminiert. Dafür erfordert die chemische Aggressivität des heißen Flüssigsalzes noch aufwendige Entwicklung, um die Korrosion in den Griff zu bekommen. Bei Google glauben sie an das System. „Neue Technologien scheitern oft nicht an physikalischen oder ingenieurtechnischen Hürden, sondern am Geld“, sagt Elman. So habe die Fotovoltaik 60 Jahre gebraucht, bis sie, nachdem eine Zelle 1954 in einem US-Labor erstmals Strom generierte, am Markt bestehen konnte: „Ihr Deutschen habt das mit eurer Einspeisevergütung entscheidend mit angeschoben“, sagt Google-Manager Elman. Diese Rolle wolle Google nun bei der neuen Atomkraft übernehmen. Nach dem Vorbild – ausgerechnet – der Deutschen.



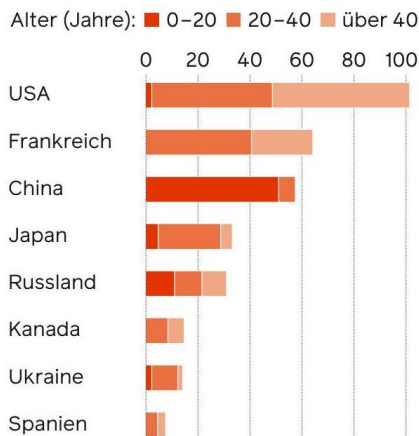
KOSTENFALLE KERNKRAFT

Gestehungskosten bei Neubau
(in Cent je Kilowattstunde) *



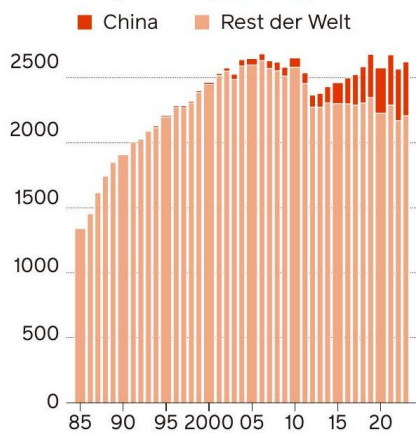
CHINA HOLT AUF ...

Installierte nukleare Leistung
(in Gigawatt, Ende 2023)



... UND LIEFERT ATOMSTROM

Globale Atomstromproduktion
(in Terawattstunden)



* Kosten für die Errichtung und den jährlichen Betrieb einer Anlage im Verhältnis zur Stromerzeugungsmenge über die gesamte Lebensdauer

Quelle: IEA, Fraunhofer ISE, World Nuclear Industry Status Report 2024

Fotograf/-in: FOTO: WIRTSCHAFTSWOCHE/ADOBE FIREFLY
Abbildung: Das Innere von Reaktorblock 3 des Kernkraftwerks Flamanville in Frankreich (o.)
Fotograf/-in: FOTOS: BLOOMBERG FINANCE/NATHAN LAINE, IMAGO IMAGES/CHINA NEWS SERVICE
Abbildung: Chinas erster kommerzieller SMR bekam im Februar 2024 seinen Reaktor-Deckel (u.)
Abbildung: Ingenieure des SMR-Startups Kairos Power arbeiten in Albuquerque im US-Bundesstaat New Mexico an einer Anlage
Fotograf/-in: FOTO: LAIF/REDUX/BRIAN FINKE
Abbildung: Im stillgelegten Atomkraftwerk Greifswald steuert ein Mitarbeiter eine Metallsäge – den Rückbau
Abbildung: Ein teurer Tanz: Schwanensee vor dem Kernkraftwerk Olkiluoto an der Westküste Finnlands
Fotograf/-in: FOTOS: GETTY IMAGES/AFP, PR
Wörter: 3071

© 2025 PMG Presse-Monitor GmbH & Co. KG

Autor/-in: Reimar Paul [trmt5qpj06hwcs218jeih40k]**Seite:** 12**Ressort:** NIEDERSA**Ausgabe:** Hauptausgabe¹ von PMG gewichtet 10/2024² von PMG gewichtet 7/2024**Mediengattung:** Tageszeitung**Auflage:** 4.303 (gedruckt)¹ 4.868 (verkauft)¹
5.322 (verbreitet)¹**Reichweite:** 0,017 (in Mio.)²

Früher Hühnerzucht, jetzt Atommülllager

Der Schacht des Endlagers in Morsleben hat eine wechselvolle Geschichte

Morsleben. Erst Salzabbau, dann Rüstungsproduktion und unterirdische Hühnerzucht, nun lagern in knapp 500 Metern Tiefe fast 37.000 Kubikmeter schwach- und mittelradioaktiver Atom- müll. Das Endlager Morsleben in Sachsen-Anhalt, nah an der Landesgrenze zu Niedersachsen gelegen, hat eine teils kuriose Geschichte.

Schon ab dem Ende des 19. Jahrhunderts wurde hier Kalisalz für die Landwirtschaft abgebaut. Später kam noch Steinsalz dazu, das als „Sonnensalz aus Bartensleben“ im Handel verkauft wurde. Die Nationalsozialisten nutzten das Bergwerk militärisch. Görings Luftwaffe lagerte ab 1937 Flugzeugmunition in einem der Schächte. Ab Februar 1944 diente die Anlage der Rüstungsproduktion – und als Außenlager des Konzentrationslagers Neuengamme. Häftlinge und Zwangsarbeiter mussten Bauteile des Strahlflugzeugs Me 262 und von Raketen zusammensetzen. Zwischen 1959 und 1984 züchteten DDR-Agrarbehörden im Schacht Marie – einem der Bereiche der Grube – Zehntausende Hähnchen. Durch An- und Abschalten des Lichts wurden dem Federvieh um eine Stunde verkürzte Tage vorgegaukelt, wodurch sie schneller wachsen sollten. Andere Kammern dienten der Zwischenlagerung giftiger chemischer Abfälle.

Stopp der Anlieferung

1970 traf die DDR-Führung nach einem Vergleich mit zehn weiteren Bergwerken die Entscheidung, Morsleben zum Endlager für schwach und mittelradioaktive Abfälle umzubauen. Ein Jahr später wurden „versuchsweise“ erste Abfälle eingelagert, 1973 erfolgte die offizielle Benennung des Standorts. Den hoch radioaktiven Atommüll aus ihren

Atomkraftwerken brachte die DDR zur weiteren Verwendung in die Sowjetunion.

Als Niedersachsens Ministerpräsident Ernst Albrecht (CDU) 1977 Gorleben im Kreis Lüchow-Dannenberg als Standort für ein „Nukleares Entsorgungszentrum“ benannte, ließ er sich weniger von fachlichen Erwägungen leiten. Er wollte vielmehr einen Standort in der Nähe der damaligen deutsch-deutschen Grenze, „weil die Ostzonalen uns die Geschichte mit ihrem Endlager Morsleben eingebrockt hatten“. So schilderte es der inzwischen verstorbene Geologie-Professor und Regierungsberater Gerd Lüttig schon vor Jahren dem Autor.

Mit der deutsch-deutschen Vereinigung ging auch das Endlager Morsleben in den Besitz der Bundesrepublik über. Das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) wurde zunächst Betreiber. Auf die bereits dort lagernden rund 14.400 Kubikmeter wurden zwischen 1994 und 1998 unter Verantwortung der damaligen Bundesumweltministerin Angela Merkel (CDU) gut 22.000 Kubikmeter drauf gepackt. Das Oberverwaltungsgericht Magdeburg stoppte die Anlieferung weiteren Atommülls aber 1998. Ähnlich wie im maroden Atomlager Asse bei Wolfenbüttel erfolgte die Einlagerung der Fässer auch in Morsleben unter teilweise haarsträubenden Bedingungen. Flüssige radioaktive Abfälle wurden auf eine Schicht Braunkohlenfilterasche versprüht, große Mengen sickerten bis in die tiefen Schichten des Bergwerks. Feste radioaktive Abfälle wurden zum Teil lose oder in Behältern in Einlagerungshohlräume gekippt oder gestapelt. Zudem ist – wie in der Asse – das ganze Grubengebäude instabil.

Mit großem Getöse krachte im Herbst 2001 ein Tausende Tonnen schwerer Salzbrocken von einer Zwischendecke auf den Boden. Das BfS ordnete Notfallmaßnahmen an und verfüllte mehrere Hohlräume. Anderthalb Jahre später schlug die Behörde erneut Alarm, große Bereiche der Anlage drohten einzustürzen. Wegen zu schwacher Pfeiler und Zwischendecken bestehe „akute Gefahr für die Standsicherheit“, hieß es damals.

Weitere Verschlüsse eingebaut

Auch in den Folgejahren zeigte sich das Erbe der Vergangenheit in Morsleben deutlich. Mindestens 27-mal musste Spezialbeton eingesetzt werden, um die Sicherheit zu verbessern. „Ohne diese Maßnahme hätte die fortschreitende Verformung des Gesteins langfristig das wasserundurchlässige Hutgestein zwischen Endlager und Deckgebirge schädigen können“, räumte die Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) ein. Sie übernahm die Verantwortung für das Endlager in Morsleben 2017. Tunnel-ähnliche Verschlussbauwerke sollen die radioaktiven Abfälle zusätzlich schützen. Vor allem Wasser könne ansonsten eindringen.

Morsleben ist das erste deutsche Endlager, das nach Atomrecht und unter Verbleib der Abfälle stillgelegt werden soll. Dafür erprobt die BGE seit Jahren neue Techniken unter Tage, stabilisiert das Bergwerk weiter und hält es offen. Das für die Stilllegung notwendige Verfahren läuft parallel – die formelle Genehmigung wurde noch nicht erteilt. Sicher ist aber: Die Stilllegung des Endlagers Morsleben wird mehrere Milliarden Euro kosten.

© 2025 PMG Presse-Monitor GmbH & Co. KG