

## Interview Christian Schärer – Einblicke in den Uranmarkt 2025!

*Herr Schärer, seit Anfang April hat sich die Stimmung im Uransektor deutlich verbessert. Das Comeback der Atomenergie wird von den Marktteilnehmern wahrgenommen und hat an den Märkten deutliche Spuren hinterlassen. Es fliesst neues Geld in den Sektor, Unternehmen profitieren von verbesserten Finanzierungsmöglichkeiten und die Aktienkurse steigen aufgrund der Mittelzuflüsse in die verschiedenen Sektor-ETFs. Was sind die wesentlichen Gründe für das neu erwachte Interesse an der Atomenergie?*

Richtig. Das ist ein interessanter Stimmungswandel, der an den Finanzmärkten zu beobachten ist. Spätestens seit dem Unfall von Fukushima nahm die Atomkraft eine paradoxe Stellung im globalen Energiesystem ein. Sie war als verlässlicher Lieferant von Grundlast für die Stromnetze gleichzeitig wirtschaftlich unentbehrlich und politisch höchst umstritten. Das Narrativ zur Atomenergie war von Angst, Kostenüberschreitungen und unternehmerischer Trägheit geprägt. Die Atomenergie wurde als nostalgische Infrastruktur aus der Mitte des 20. Jahrhunderts wahrgenommen. Ungeachtet der Tatsache, dass sie knapp 10% der globalen Stromproduktion liefert. Zuverlässig, günstig und sicher.

Doch seit einigen Jahren ändert sich die Wahrnehmung durch Politik, Wirtschaft und Gesellschaft schrittweise. Vor dem Hintergrund ambitionierter klimapolitischer Ziele, geopolitischer Herausforderungen und technologischer Durchbrüche gewinnt die Atomenergie als Lieferant von CO2-arm produzierter Grundlast für das Stromnetz deutlich an Attraktivität. Sie gilt nicht mehr als nostalgische Infrastruktur, sondern als Instrument zur Sicherung von Energieunabhängigkeit und Dekarbonisierung sowie zur Förderung der digitalen Wirtschaft. Insbesondere die strukturell veränderte und dynamisch wachsende Stromnachfrage hat jüngst dazu geführt, dass politische Entscheidungsträger, Unternehmen und Investoren die Atomenergie zunehmend als strategische Technologie des 21. Jahrhunderts sehen.

*Lange Zeit wurden insbesondere im deutschen Sprachraum die Wind- und Solarenergie als ideale Lösung zur Dekarbonisierung der Volkswirtschaft propagiert. Im Rahmen der Energiewende wurde der Atomenergie keine Zukunftsperspektive eingeräumt. Vor diesem Hintergrund ist Deutschland aus der Atomenergie ausgestiegen und hat seine AKWs stillgelegt. Heute sehen das viele Länder anders. Welche energiepolitischen Argumente stehen hinter dem unerwarteten Comeback der Atomenergie?*

In den Anfangsjahren der Energiewende wurden die Solar- und Windkapazitäten stark ausgebaut. Doch zu Beginn der 2020er Jahre wurden mehrere Industrieländer in Zeiten geringer Wind- und Sonneneinstrahlung mit Stressereignissen im Stromnetz konfrontiert. Vor diesem Hintergrund setzte sich die Erkenntnis durch, dass Stromnetze, die stark auf erneuerbare Energien angewiesen sind, Schwierigkeiten haben, ohne Langzeitspeicherung im kommerziellen Maßstab ihre Stabilität aufrecht zu erhalten. So setzt sich zunehmend die Erkenntnis durch, dass saubere Zuverlässigkeit genauso wichtig ist wie saubere Erzeugung. Die Atomenergie passt perfekt in diese pragmatische Strategie: sie produziert rund um die Uhr nahezu emissionsfreien Strom. Mit hoher Verfügbarkeit und unabhängig von Witterschwankungen.

*Diese konzeptionellen Vorteile der Kernkraft sind bereits seit einiger Zeit bekannt und oft diskutiert worden. Trotzdem haben sie bisher nur unterschwellig ihre Wirkung entfaltet. Gibt es*

*darüber hinaus strukturelle Veränderungen in der Wirtschaft und technologische Durchbrüche, die das Comeback der Atomkraft unterstützen?*

Die neue Wachstumsphase der Kernenergie wird nicht nur durch die staatliche Energiepolitik getrieben, die auf Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit fokussiert. Es sind aufstrebende Sektoren und neue Arten von Verbrauchern, deren wachsender Strombedarf den Wandel vorantreiben. Künstliche Intelligenz, Cloud Computing und datengesteuerte Industrien haben zu einer enormen Konzentration des Strombedarfes geführt. Diese Entwicklung hat den potenziellen Kundenkreis der Atomenergie weit über die traditionellen Energieversorger hinaus erweitert. Die Nachfrage nach Atomenergie diversifiziert sich zunehmend über Sektoren, Regionen und Eigentumsmodelle.

*Auch technologisch ist in Sachen Atomenergie einiges im Wandel begriffen. Die zahlreichen Konzepte für kleine, modulare Reaktoren (SMR) liefern Gesprächsstoff und beflügeln die Wachstumsfantasien der Investoren. Wie beurteilen Sie das Potenzial dieser Innovationen?*

Eine interessante Entwicklung. Noch Ende der 2010er Jahre stellten sich viele Marktteilnehmer die Frage, ob die Atomkraft eine Zukunft habe. Deutsche Reaktoren gingen vom Netz, die Schweiz beschloss den Ausstieg und die Wiederinbetriebnahme der japanischen Reaktorflotte war fraglich. Nur 5 Jahre später fragen sich die Investoren, wie schnell neue Reaktoren gebaut und ans Netz gebracht werden können, um absehbare Versorgungsengpässe zu vermeiden. Erstaunlich.

Das Wachstum der globalen Reaktorflotte wird aktuell durch den Bau neuer Reaktoren in China oder Indien, die Verlängerung der Betriebslaufzeiten für bestehende Reaktoren in den westlichen Industrieländern, die stufenweise Wiederinbetriebnahme der japanischen Reaktorflotte sowie dem Bau von Reaktoren der neuesten Generation, insbesondere von SMRs getrieben.

Das Konzept der kleinen, modularen Reaktoren verspricht einige Vorteile. Während traditionelle Nuklearprojekte mit einer Bauzeit von vielen Jahren und Kosten in Milliardenhöhe nur von einer kleinen Anzahl wohlhabender Staaten umgesetzt werden können, senken die neuen Konzepte die Eintrittsbarrieren erheblich. Geringerer Kapitalbedarf und verkürzte Realisierungszeiten versprechen eine verbreitete Umsetzung sowohl im öffentlichen als auch im privaten Sektor. Diese Flexibilisierung soll die Atomenergie skalierbar und anpassungsfähig machen. Anstelle eines grossen Kraftwerks, das Millionen von Menschen mit Strom versorgt sollen nun mehrere kleinere Reaktoren den gezielten Bedarf von Rechenzentren oder Wasserstoff-Hubs decken.

*Die nukleare Wertschöpfungskette zeichnet sich durch ihre Komplexität und ihre Regulierungsdichte aus. Sie reicht von der Uranerzgewinnung (Bergbau), über die Uran-Konversion und -anreicherung bis zur eigentlichen Brennstoffproduktion sowie die Entwicklung und den Bau von Reaktoren. Entsprechend zahlreich sind die Investitionsmöglichkeiten. Wie haben sich die einzelnen Segmente in diesem Jahr entwickelt?*

Die Aktienmärkte werden aktuell stark von der Entwicklung der künstlichen Intelligenz getrieben. Dabei stehen insbesondere die gewaltigen Kapitalinvestitionen der sogenannten „Hyperscaler“ (Meta, Alphabet, Microsoft und Amazon) in neue Rechenzentren im Fokus. Mit diesem Ausbau der KI-Infrastruktur wächst auch der Strombedarf dieser Anlagen deutlich. Vor dem Hintergrund dieser Wachstumserwartungen sind insbesondere Aktien aus dem Themenbereich der

nuklearen Infrastruktur überdurchschnittlich gut gelaufen. Das sind die Aktien von Stromversorgern bzw. Kraftwerkbetreibern, Engineering und Service Unternehmen sowie von Reaktorbauern. Die kotierten Entwickler von SMRs haben aber alles überstrahlt. So hat „Oklo“ vor kurzem eine Marktkapitalisierung von beinahe USD 30 Mrd. erreicht. Ohne dass sie über ein vom Regulator bewilligtes Reaktordesign verfügen, einen Prototyp zu Demonstrationszwecken gebaut hätten oder über eine glaubwürdige Bezugsquelle für den Reaktorbrennstoff verfügen. In dieser Kursentwicklung ist ausgesprochen viel Zukunftsfantasie eingepreist. Ausgang offen, da das Unternehmen auf globaler Basis mit rund 70 alternativen Konzepten im Wettbewerb steht.

Die Risikobereitschaft und die Technologiebegeisterung der Investoren spiegelt sich in der Performance der unterschiedlich ausgerichteten Sektor-ETFs aus Nuklearbereich. Je höher die Infrastrukturkomponente am ETF-Portfolio, desto besser die Performance. Uns erstaunt, dass sich der Markt nicht mehr mit der Frage auseinandersetzt, woher der Brennstoff für die Reaktoren kommen soll, die den Strom für die Rechenzentren sowie die Elektrifizierung von Industrie und Mobilität liefern. Diesen Brennstoff für die bestehenden und noch zu bauenden Reaktoren gewinnt man aus Uran.

*Der physische Uranmarkt gilt in der Investorengemeinde noch immer als absoluter Nischenmarkt. Trotzdem ist der Uran-Spot-Preis ein wichtiger Taktgeber für die Kursentwicklung der Aktien aus dem Sektor. Aktuell steht der Spotpreis bei rund USD 77 pro Pfund und damit rund einen Viertel unter den Höchstständen zu Beginn des Vorjahres. Mit Blick auf die Kursentwicklung der verschiedenen Sektor-ETFs aus dem Universum der nuklearen Wertschöpfungskette überrascht die eher verhaltene Preisdynamik. Was sind die Hintergründe für die Zurückhaltung der Marktteilnehmer?*

Tatsächlich gilt der Uran-Spotmarkt in der Wahrnehmung der Investorengemeinde noch immer als absoluter Nischenmarkt. Dies trotz seiner unbestrittenen ökonomischen Bedeutung. Zur Erinnerung: Uran liefert den Brennstoff für Atomkraftwerke und diese decken rund 10% des weltweiten Strombedarfs. Das ist CO2-arm produzierte, sichere und permanent verfügbare (7 x 24) Grundlast, die den Stromnetzen zu kompetitiven Kosten zur Verfügung gestellt wird und wesentlich zu deren Stabilisierung beiträgt.

Lassen sie uns kurz auf die langfristige Preisentwicklung am physischen Uranmarkt blicken, bevor wir uns mit dem aktuellen Marktgeschehen befassen. Nach dem Durchschreiten des Preistiefs im Jahr 2018 hat sich der Spotpreis in mehreren Schüben erholt und 2021 die Phase der Bodenbildung abgeschlossen. Inzwischen ist auch der von uns erwartete Backtest dieses Ausbruchniveaus erfolgt.

Die scharfen Preisanstiege wurden in der Vergangenheit jeweils im Rahmen längerer Konsolidierungsphasen verdaut. Typischerweise enden diese kurz- bis mittelfristigen Preistrends jeweils mit einer Akzeleration. Das ist der geringen Marktliquidität am Uran-Spotmarkt geschuldet. Diese wiederum ist eine Folge der seit einiger Zeit am Uranmarkt bestehenden Angebotslücke. Die Nachfrage nach Uran ist grösser als die Minenproduktion. Zur Erinnerung: die globale Reaktorflotte verbraucht im laufenden Jahr knapp 190 Mio. Pfund Uran. Die Minenproduktion beläuft sich auf knapp 150 Mio. Pfund. Das resultierende Defizit wird durch den Abbau von verfügbaren Lagerbeständen sowie durch das Angebot aus sekundären Quellen gedeckt. Als Konsequenz dieser Angebots-/Nachfrage-Konstellation kommt es im Zeitverlauf aber zu einem signifikanten Abbau der verfügbaren Lagerbestände und damit verbunden zu einer reduzierten Marktliquidität am Uran-Spotmarkt. Wir erwarten, dass uns diese Volatilität der Uran-(Spot) Preise während der kommenden Quartale weiter begleiten wird.

Auslöser für die seit Anfang 2024 laufende Konsolidierung am Spotmarkt war das Zusammenspiel von verschiedenen Einflussfaktoren. So hat der rasante Preisanstieg in der zweiten Hälfte von 2023 einiges spekulatives Interesse geweckt und entsprechend wurden momentumgetriebene Gelder angezogen. Diese Positionen wurden über die vergangenen Quartale unter dem Eindruck stagnierender Preise wieder glattgestellt. Es fällt auf, dass sich Investoren bei ihren Handelsaktivitäten oft von der Preisentwicklung am Spotmarkt leiten lassen. Dies, obwohl aus ökonomischer Sicht die im Rahmen langfristiger Liefervereinbarungen vertraglich fixierten „Kontraktpreise“ deutlich relevanter sind, weil das Produktionsvolumen mehrheitlich auf diesem Weg vermarktet wird. Allerdings stehen diese langfristigen Preisindikationen nur auf monatlicher Basis zur Verfügung und bekommen dadurch im Tagesgeschäft meist nicht die angemessene Beachtung.

In jüngster Zeit gehen diese Preise im physischen Uranmarkt getrennte Wege. Der Spotpreis notiert aktuell bei rund USD 77 pro Pfund. Er hat gegenüber dem Jahreshoch aus dem Vorjahr rund 25% eingebüßt. Im Unterschied dazu werden die langfristigen Kontraktpreise seit gut 2 Jahren konstant auf einem Niveau von rund USD 80 pro Pfund und damit auf einem Mehrjahreshoch rapportiert.

Die beobachteten Preisbewegungen laufen vor dem Hintergrund bemerkenswert tiefer Transaktionsvolumen ab. Das gilt sowohl für den Spotmarkt als auch für das Volumen an neu vereinbarten, langfristigen Lieferkontrakten.

Aus fundamentaler Perspektive sorgen die tiefen Transaktionsvolumen für einige Verunsicherung. Dafür verantwortlich sind maßgeblich die zurückhaltend agierenden amerikanischen Kraftwerkbetreiber. Ihre Zurückhaltung lässt sich auf verschiedene Unsicherheiten im aktuellen Marktumfeld zurückführen. Die unberechenbare Zollstrategie der Administration Trump, das Sanktionsregime gegenüber Russland sowie das im letzten Herbst umgesetzte US-Importverbot für russisches Uran haben für Irritationen gesorgt. So lässt sich beispielsweise der Markteinfluss des gesetzlich verankerten Importverbots von angereichertem russischem Uran des Importverbots noch immer nicht klar einschätzen, weil es eine Ausnahmeregelung in begründeten Fällen vorsieht. Das US-Energieministerium kann im Einzelfall einen Import zulassen, wenn der Kraftwerkbetreiber auf anderen Wegen das benötigte Uran nicht beschaffen kann oder „nationale US-Interessen“ geschützt werden müssen. Bisher blieb aber unklar, wie restriktiv diese Ausnahmeregelung vom Ministerium gehandhabt wird.

Auch der wiederbelebte Dialog zwischen den USA und Russland verunsichert. Welche Veränderungen würde eine Annäherung für das geltende Sanktionsregime bringen? Könnte eine von Präsident Trump ins Spiel gebrachte neue Runde der nuklearen Abrüstung ein signifikant höheres Angebot am physischen Uranmarkt aus sekundären Quellen bringen? Denkbar scheint vieles. Auch die Möglichkeit, dass sich das Verhältnis zwischen den beiden Staaten vor dem Hintergrund des Ukrainekrieges wieder deutlich eintrübt und ein allfälliges russisches Exportverbot im Gegenzug die US-AKW-Betreiber in Bedrängnis bringt.

Zu bedenken ist aber, dass Russland in der Produktion von Uranerz keinen dominanten Marktanteil hat (im Unterschied zu den nachgelagerten Schritten in der Wertschöpfungskette: „Conversion“ und „Enrichment“). Eine Annäherung würde also eher die bestehenden Engpässe in der Brennstoffproduktion beseitigen. In der Folge könnte wieder mehr Uranerz verarbeitet werden. Auch das Risiko, dass neue Abrüstungsvereinbarungen zusätzliches Uran auf den Markt bringen, erachten wir für den Zeitraum, welcher für unsere Investment-Hypothese relevant ist, als klein. Entsprechende Verhandlungen müssten China miteinschließen, wären zeitaufwändig und komplex. Zudem ist die absolute Zahl der heute verfügbaren nuklearen Sprengköpfe

deutlich geringer als zum Zeitpunkt der letzten Abrüstungsrunde in den 80er bzw. 90er Jahre. Ein Programm „Megatons to Megawatt 2.0 ist vor diesem Hintergrund nicht zu erwarten.

Vor diesem Hintergrund sind zahlreiche Abschlüsse von langfristigen Lieferverträgen „on hold“. Die Angebotslücke am physischen Uranmarkt besteht aber unverändert weiter. Sie wird bestimmt durch das aktuelle Produktionsniveau in den Minen und den aktuellen Verbrauch der bestehenden Reaktorflotte. Daran ändern diese Unsicherheiten nichts. Im Gegenteil: die Reaktorflotte verbraucht jeden Tag Brennstoff und entsprechend sinken die Vorräte der Betreiber. Diese müssen ihre Bestände früher oder später mit Blick auf ihre strategische Vorratshaltung wieder aufstocken! Aufgeschoben ist demnach nicht aufgehoben.

Trotz dieser temporär relevanten Belastungsfaktoren sehen wir unsere Investment-Hypothese als weiterhin intakt an. Diese basiert auf der Erwartung, dass die bestehende Angebotslücke am Uranmarkt via steigende Preise geschlossen wird. Höhere Uranpreise liefern den Anreiz, aus ökonomischen Gründen stillgelegte Produktion zurück an den Markt zu bringen und neue Minenkapazitäten in Betrieb zu nehmen. Höhere Uranpreise sind eine zwingende Voraussetzung dafür, dass der Markt zurück in ein neues Gleichgewicht findet. In diesem Zusammenhang möchte ich auf die ausgesprochen langsame Angebotsausweitung der letzten Jahre verweisen. Obwohl sich die Preise für physisches Uran seit dem Tief deutlich erholt haben, wurde die Produktionsmenge kaum ausgeweitet.

Auf dem aktuellen Preisniveau (lfr. Kontraktpreise) dürfte erst ein Teil der fortgeschrittenen Uranprojekte eine realistische wirtschaftliche Perspektive haben. So geht das Sektor Schwergewicht „Cameco“ von einem Anreizpreis von USD 120 pro Pfund für die Etablierung neuer Produktionskapazitäten aus. Zudem müssen weitere Voraussetzungen für eine erfolgreiche Realisierung gegeben sein.

Aus der Perspektive des Uran-Minenbetreibers bzw. Projektentwicklers ist neben dem Erreichen eines bestimmten Preisniveaus auch die Aussicht auf preistische Kontinuität von Relevanz. Bis ein Uran-Minenprojekt erfolgreich realisiert werden kann, vergehen aufgrund der komplexen Planungs- und Bewilligungsprozesse viele Jahre. Ein Zeithorizont von 10 Jahren und mehr ist eher die Regel als die Ausnahme. Kommt dazu, dass eine Mine bezüglich des Produktionszeitraumes idealerweise über eine vergleichbare zeitliche Perspektive verfügt. Diese Perspektive eröffnet sich, wenn der Anbieter (Minenbetreiber) langfristige Abnahmeverträge mit den Nachfragern (Kraftwerkbetreiber) zu nachhaltig attraktiven Konditionen abschließen kann. In diesem Kontext sind wohl auch die Gründe für die aktuell tiefen Transaktionsvolumen bzw. die Zurückhaltung der AKW-Betreiber bezüglich neuer Vertragsabschlüsse zu suchen. Der Uranmarkt hat sich unter dem Eindruck der strukturellen Angebotslücke vom Käufer- zum Verkäufermarkt gewandelt. Die Minenbetreiber sehen sich aufgrund dieser Marktentwicklung in einer guten Verhandlungsposition und wollen nur Verträge unterzeichnen, die auf den Marktpreis zum Zeitpunkt des Liefertermins referenzieren. Andererseits haben die Kraftwerkbetreiber offensichtlich Mühe, diese Realität zu akzeptieren und warten ab, ob die Verkäufer die notwendige Ausdauer und den finanziellen Spielraum haben, diese Verhandlungsposition durchzuhalten.

Vor diesem Hintergrund kann die jüngste Preisentwicklung positiv beurteilt werden. Während der Spotpreis oft ein guter (kurzfristiger) Stimmungsindikator für die Lage am Uranmarkt ist, signalisieren die Konditionen, zu welchen langfristige Liefervereinbarungen abgeschlossen

werden, die Nachhaltigkeit der beobachteten Preisbewegung. Die aktuell vereinbarten Konditionen werden für die Anbieter deutlich konstruktiver fixiert als in der Vergangenheit. Das signalisieren die Preisindikationen, die vom Marktbeobachter UxC auf monatlicher Basis publiziert werden. Einschränkend muss aber festgehalten werden, dass die vereinbarten Konditionen aufgrund von Geheimhaltungsklauseln in den Verträgen nicht transparent sind. Zudem umfassen die Verträge weit mehr als vereinbarte Mengen, Preise und Liefertermine. Sie lassen sich entsprechend nur auf der Basis von anekdotischen Berichten der Vertragsparteien umfassend beurteilen. Diese Informationen bestätigen aber, dass sich der Uranmarkt im Verlauf der letzten Quartale vom Käufer- zum Verkäufermarkt gewandelt hat. Die verbesserte Perspektive der Uranproduzenten dürfte die Wiederinbetriebnahme bzw. die Realisierung neuer Projekte deutlich stimulieren.

Zu beachten bleibt, dass das Erreichen eines aussichtsreichen Preisniveaus den Investitionsentscheide stimulieren mag, aber es gibt keine signifikante Preissensitivität bezüglich der Realisierungszeit dieser Projekte. Der Zeitbedarf ab dem Zeitpunkt des Investitionsentscheides lässt sich mit Geld nicht signifikant reduzieren. Die zeitliche Dimension wird vielmehr vom Umfang und der Komplexität der Bewilligungs- und Planungsprozesse bestimmt.

*Welche Nationen liegen jetzt bei der Entwicklung von Uran-Projekten klar vorne und wo hakt es?*

Der weltweit bedeutendste Uranproduzent ist Kasachstan. Zusammen mit seinen Joint-Venture-Partnern steuert die staatlich kontrollierte Kazatomprom rund 42 Prozent zur globalen Uranproduktion bei. Weitere wichtige Produzenten sind Kanada (15%), Namibia (11%), Australien (9%) und Usbekistan (7%).

Wichtig ist die Erkenntnis, dass die bedeutenden Produzenten nicht gleichzeitig wichtige Konsumenten sind. Die größten Reaktorflotten werden von den USA (93 Reaktoren), Frankreich (56), China (55), Russland (37), Japan (33) und Südkorea (26) betrieben. Daraus ergeben sich interessante Handelsbeziehungen und Abhängigkeiten. Vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges und der sich abzeichnenden Blockbildung (Russland/China vs. westliche Industrieländer) erscheinen diese zudem in einem neuen Licht. Das neue Top-Thema ist die Versorgungssicherheit mit Uran.

Daraus ergeben sich drei beachtenswerte Entwicklungen: 1. Kasachstan steht unter Beobachtung. 2. Die USA wollen ihre Importabhängigkeit deutlich reduzieren und die eigene Uranproduktion stimulieren. 3. Afrika wird zum Spielfeld der globalen Akteure.

Bisher gelingt Kasachstan die Gratwanderung zwischen Ost und West erstaunlich gut. Dem Land ist es trotz seiner Nähe zu Russland gelungen, mit einem diplomatischen Geschick Sanktionierungen durch den Westen zu vermeiden. Die geopolitische Situation stellt das Land aber vor große logistische Herausforderungen. So ist die Verschiffung von Uran an westliche Abnehmer auf der bisher wichtigsten Exportroute via den Hafen von St. Petersburg nicht mehr möglich. Die alternative Lieferung über das kaspische Meer, Aserbaidschan und Georgien ist logistisch aufwändig und aufgrund fehlender Regulierungen politisches Neuland. Entsprechend leichter fällt die Lieferung an den mittlerweile bedeutendsten Kunden (China) und an Russland. Diese beiden Großmächte verstärken auch ihren politischen Einfluss auf die Regierung des Landes, den wichtigsten Aktionär von Kazatomprom. Es ist entsprechend zu erwarten, dass künftig die kasachische Uranproduktion vermehrt den Weg in Richtung Osten nimmt. Trotz der bestehenden Lieferverträge keine erbauliche Perspektive für westliche Kraftwerkbetreiber. Diese

Situation könnte sich zuspitzen, wenn Kazatomprom die Ziele des ambitionierten Produktionsausbaus in den kommenden Jahren nicht erreichen sollte.

Vor dem Hintergrund der geopolitischen Veränderungen ist in den USA das Bewusstsein bezüglich der eigenen Importabhängigkeit gewachsen. Das Land deckt mit der weltgrößten Reaktorflotte rund 20% Prozent seines Strombedarfs aus Kernkraftwerken. Eine signifikante einheimische Produktion gibt es nicht mehr, obwohl das Land einst ein bedeutender Uranproduzent war. Mittlerweile hat sich aber in Washington ein starker überparteilicher Konsens etabliert, diese Abhängigkeit mit verschiedenen Maßnahmen rasch und gezielt anzugehen. So wird eine strategische Uran-Reserve etabliert und mit verschiedenen Fördermaßnahmen wird die einheimische Uran- und Brennstoffproduktion stimuliert. Die US-Minenproduktion hat gute Chancen, in den kommenden Jahren ein Comeback zu erleben. Ein weiterer Profiteur der US-amerikanischen Bemühungen ist Kanada. Hier liegen große Vorkommen mit hohem Urangehalt („Athabasca Basin“ / Saskatchewan). Der Appetit des Nachbarn und die Aussicht auf weiter steigende Uranpreise stimuliert die Exploration und das Vorantreiben der bereits etablierten Minenprojekte.

Noch weniger klar sind die Perspektiven für die europäischen Verbraucher. Zwar gibt es auch in Europa Uranvorkommen, doch deren Exploration und Förderung ist aus politischen Gründen meist nicht erlaubt (Schweden, Spanien). In der neuen geopolitischen Konstellation tut sich insbesondere Frankreich schwer. Es deckte bisher einen nicht unbedeutenden Teil seines Uranbedarfes in Niger. Diese Quelle ist nach dem Putsch im vergangenen Jahr aufgrund der Ressentiments aus der Kolonialzeit versiegkt. Die neue Regierung hat die Produktion aus den französischen Minen mit einem Exportverbot belegt. Entsprechend aktiv bemühen sich die Franzosen um neue Förderrechte in Usbekistan und in der Mongolei.

Stärker in den Fokus gerückt ist im aktuellen Umfeld der afrikanische Kontinent. Dessen Uranvorkommen sind keinem der beiden geopolitischen Blöcke fest zugeordnet und es gibt zahlreiche Vorkommen, die von Unternehmen aus China, Russland, Kanada oder Australien erschlossen und gefördert werden. Weil sich diese Uranvorkommen aber meist durch einen eher tiefen Urangehalt auszeichnen, brauchen viele dieser Projekte hohe Uranpreise, damit sie sich aus wirtschaftlicher Perspektive auch rechnen. Entsprechend stimuliert der steigende Uranpreis diesbezügliche Fantasien und treibt die Aktivitäten an. Wichtige Vorkommen liegen insbesondere in Namibia. Diese werden mit chinesischer Unterstützung („Roessing“ / „Hussab“) bereits gefördert. Daneben gibt es Aktivitäten von Lotus Resources in Malawi. Die „Kayelekera“-Mine soll Ende 2025 in Produktion gehen. Der andere wichtige Produzent auf dem Kontinent ist das bereits angesprochene Niger. Hier entwickelt Global Atomic mit „Dasa“ ein bedeutendes Greenfield-Projekt, das ab Ende 2025 mit einer geplanten Jahresproduktion von 5 Mio. Pfund in Produktion gehen könnte. Allerdings sind diese Planungen aufgrund der politischen Rahmenbedingungen unter den neuen Machthabern noch mit Vorsicht zu genießen.

Zusammenfassend kann man sagen, dass es eine recht gut dotierte Pipeline an erfolgversprechenden Uranprojekten in den Hotspots Kasachstan, USA, Kanada, Namibia, Niger und der Mongolei gibt. Mit einem Uranpreis von USD 80 bis 100 können diese teilweise realisiert werden. Aber es wird Zeit brauchen, bis diese Projekte einen signifikanten Beitrag zur globalen Uranproduktion leisten können. Auch beim Angebot ist die Preissensitivität des Uranmarktes offensichtlich gering. Im laufenden Jahr dürften diese „Newcomers“ mit rund 7 Mio. Pfund nur einen marginalen Anteil an der weltweiten Uranproduktion haben. Im darauffolgenden Jahr dürfte sich dieser Beitrag auf rund 15 Mio. Pfund verdoppeln. Kurzfristig lässt sich eine bedeutende Steigerung des Uran-Angebots nur in den kasachischen Minen realisieren. Kazatomprom plant die Produktion in den kommenden Jahren zu steigern. Allerdings werden

diese ambitionierten Pläne des Marktführers nach den verfehlten Produktionszielen des Vorjahres und der verwirrenden Kommunikation rund um die angepassten Produktionspläne für dieses und das kommende Jahr vom Markt zunehmend kritisch beurteilt.

*Wie sieht es aktuell bei der Entwicklung der Atomkraft außerhalb des beratungsresistenten Deutschlands aus? Wer treibt die Entwicklung seiner Kernkraftflotte aktuell besonders voran?*

Vor dem Hintergrund der global geführten Klimadebatte suchen Regierungen weltweit nach Antworten auf die Frage, wie der optimale Energiemix ihres Landes in Zukunft aussehen soll. Dabei gilt es geopolitische Anliegen, wirtschaftliche Interessen, nationale Egoismen und die Gesetze der Natur (Physik) zu berücksichtigen. Eine äußerst komplexe Fragestellung, denn letztlich muss die Politik sicherstellen, dass die Energie- und Stromversorgung ihrer Volkswirtschaft sauber, sicher und bezahlbar ist.

Gemäß den Zielen des Pariser Klimaabkommens soll die Energieversorgung künftig weniger auf fossilen Brennstoffen basieren. Unbestritten ist dabei, dass die angestrebte Elektrifizierung von Industrie und Mobilität zu einer überproportional wachsenden Nachfrage nach Elektrizität führen wird. Entsprechend sollen alternative Energien (Wind, Sonne, Wasserkraft) stark ausgebaut werden.

In den vergangenen Jahren wurde viel Zeit und Engagement dafür verwendet, global verbindliche und möglichst ambitionierte Klimaziele zu definieren. Ideologische und moralische Argumente hatten im Rahmen dieser Diskussionen oft einen hohen Stellenwert. Das hat sich vor dem Hintergrund des Krieges in der Ukraine und der damit ausgelösten Energiekrise stark verändert. Fragen nach der Verfügbarkeit und den Kosten des Energieangebots stehen plötzlich im Zentrum der politischen Diskussion. Die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten aus Russland soll möglichst rasch reduziert und die Energieversorgung in den kommenden Wintern sichergestellt werden. Damit ist die Zeit der konkreten energiepolitischen Umsetzung angebrochen. In diesem Kontext beginnen die limitierenden Faktoren Zeit und Geld ihre Wirkung zu entfalten. Entsprechend übernimmt die Realpolitik zunehmend das Zepter bei der Suche nach umsetzbaren energiepolitischen Kompromissen. Die Zeit der energiepolitischen Pragmatiker scheint anzubrechen...

All diesen politischen Ansätzen liegt die Erkenntnis zugrunde, dass die unvermeidlichen Produktionsschwankungen bei den Alternativen Energieträgern zur Aufrechterhaltung eines jederzeit stabilen Stromnetzes ausgeglichen werden müssen. Dafür braucht es auch in Zukunft eine verlässliche Stromerzeugung aus nicht fossilen Quellen, welche an sieben Tagen in der Woche rund um die Uhr zur Verfügung steht. Weil Atomstrom CO2 arm produziert wird, sind Atomkraftwerke für viele Regierungen ein möglicher Lösungsansatz für die Bereitstellung dieser Grundlast im Stromnetz. Vor diesem Hintergrund können alternative Energieträger und die Atomkraft eine „grüne“ Symbiose eingehen. Wir sehen in der Energiepolitik nicht den Gegensatz „Alternativ“ versus „Atomkraft“, sondern CO2-arm versus „Fossil“.

Dank diesem grünen Stempel profitieren Atomkraftwerke künftig wohl auch von Konjunkturprogrammen und staatlichen Beihilfen. Auch Investorenengelder lassen sich so einfacher anzapfen. Für Europa, die USA und Japan erwarten wir, dass damit die Modernisierung von bestehenden AKWs mit dem Ziel einer Verlängerung der Betriebslaufzeit einfacher gelingt. Zahlreiche neue Projekte für den Bau von Reaktoren der aktuellen Generation erwarten wir hingegen nicht. Einen Spezialfall stellt in diesem Kontext Japan dar. Das Land wird in den kommenden Jahren zahlreiche der nach dem Reaktorunfall von Fukushima stillgelegten

Reaktoren zurück ans Netz bringen. Mehr Potential sehen wir für neue Reaktorkonzepte, die sicherer, flexibler und günstiger sind als die aktuelle AKW-Generation. Die dafür notwendigen Forschungsgelder lassen sich im beschriebenen Kontext nun einfacher mobilisieren.

Während in den etablierten Industrieländern kurz- und mittelfristig die Verlängerung der Betriebslaufzeit bereits bestehender Atomkraftwerke angestrebt wird, steht in den aufstrebenden Volkswirtschaften im mittleren Osten und in Asien der forcierte Ausbau der Reaktorflotten im Vordergrund. Besonders ambitioniert ist in diesem Zusammenhang China aufgestellt. Das Land will in den kommenden 15 Jahren rund 150 neue Reaktoren bauen! Mehr als der Rest der Welt in den vergangenen 35 Jahren insgesamt gebaut hat. Auch Indien verfolgt sehr ambitionierte Wachstumsziele für die Atomwirtschaft. Sind diese Pläne realistisch? Das wird sich zeigen. Zuversichtlich stimmt diesbezüglich das Beispiel der Vereinigten Arabischen Emirate. Dort ist es unter koreanischer Projektleitung gelungen, ambitionierte Bauprojekte für neue Reaktoren unter Einhaltung von Zeitplänen und Kostenbudgets zu realisieren und in Betrieb zu nehmen.

Insgesamt haben sich die Perspektiven für die Kernenergie in den letzten beiden Jahren deutlich aufgehellt. Insbesondere für die Kraftwerksbetreiber in den westlichen Industrieländern hat sich die Visibilität signifikant verbessert. Zudem wächst die Stromnachfrage erstmals seit zwei Jahrzehnten aufgrund des Ausbaus der KI-Infrastruktur und der Elektrifizierung von Industrie und Mobilität. Vor dem Hintergrund des politischen Supports und der erhöhten Akzeptanz durch die breite Öffentlichkeit hat die Planungssicherheit für die Betreiber bedeutend erhöht. Das wird sich auch in der Lagerhaltung spiegeln. Es wird wieder mehr Kernbrennstoff gelagert werden, um den zukünftigen Betrieb der AKWs abzusichern. Mit dem Beginn dieses neuen Lagerzyklus verbessert sich das Chancen-Risikoprofil für den Uransektor nachhaltig.

*Woher beziehen China und Russland auf der einen und der „Westen“ auf der anderen Seite bisher ihr Roh-Uran und ihr aufbereitetes Uran und inwieweit könnte sich das in Zukunft ändern? Werden wir in den kommenden Jahren tatsächlich eine Spaltung des Uran-Sektors in „West“ und „Ost“ sehen?*

Der Betrieb von Atomkraftwerken erfordert eine umfangreiche Infrastruktur, um die Versorgung mit Brennstoff zu gewährleisten. Es muss für den Abbau von Uranerzen, die Gewinnung des Urans aus den Erzen, die Konversion und die Anreicherung sowie die Herstellung von Brennelementen gesorgt werden. Wer das Verhalten der Akteure am Uranmarkt verstehen will, muss die gesamte Wertschöpfungskette (Brennstoffkreislauf) im Blick haben und sich bewusst sein, dass wir es mit einem sehr langfristig ausgerichteten Geschäft zu tun haben.

Die Versorgungssicherheit ist ein zentrales Thema für die Betreiber von Kernkraftwerken. Das erklärt sich u.a. mit der Kostenstruktur dieser Kraftwerke. Im Unterschied zu fossil betriebenen Kraftwerken, sind im Falle eines AKW die Kapitalkosten der dominante Faktor in der Gesamtkostenrechnung für die Stromproduktion. Mit einem Anteil im hohen einstelligen Prozentbereich haben die Brennstoffkosten (Uran) eine untergeordnete Bedeutung. Entsprechend wenig preissensitiv zeigt sich die Industrie üblicherweise gegenüber steigenden Uranpreisen. Wenn ein Betreiber aber Milliarden in den Bau eines Kernkraftwerkes investiert, so will er dieses auch an 7 Tagen in der Woche rund um die Uhr betreiben. Einen allfälligen Engpass in der Brennstoffversorgung gilt es entsprechend zu verhindern.

Durch den Ukraine-Krieg hat sich die Wahrnehmung der westlichen Regierungen und Kraftwerksbetreiber deutlich verändert. Es stellen sich Fragen zu möglichen Abhängigkeiten und

zur Verlässlichkeit der Vertragspartner. Russland ist nicht nur Uranproduzent, sondern mit „Rosatom“ auch ein gewichtiger Mitspieler in der Konversion und Anreicherung von Uran sowie in der Brennstoffproduktion. In diesen Bereichen hält das Land signifikante Marktanteile. Weil aber rund 70% der globalen Reaktorflotte in den westlichen Industrieländern steht, diese aber nur rund die Hälfte der Kapazitäten in der Konversion und der Anreicherung sowie der Brennstoffproduktion halten, ergibt sich aus westlicher Perspektive eine starke Abhängigkeit von Russland.

Entsprechend fokussiert sind die westlichen Kraftwerkbetreiber derzeit darauf, sich auf vertraglicher Basis einen Teil dieser knappen Kapazitäten in der westlichen Welt zu sichern. Die zu beobachtende Preisentwicklung in diesem Bereich des Brennstoffkreislaufes zeigt deutlich, wie angespannt der „Downstream“-Markt aktuell ist. Aus westlicher Perspektive ist eine Entspannung dieser Situation nur durch die Schaffung neuer Kapazitäten im eigenen Einflussbereich möglich. Diese Investitionen in Milliardenhöhe werden aber nur getätigt, wenn deren Nachhaltigkeit für die Betreiber gegeben ist. Staatliche Investitionsgarantien und langfristige Lieferverträge sind die Antwort auf diese Fragestellung.

Auf mittlere Frist erwarten wir vor dem skizzierten Hintergrund massive strukturelle Verschiebungen am Uranmarkt: Einerseits werden die westlichen Kraftwerkbetreiber sich um eine Diversifikation ihrer Lieferquellen bemühen und langfristige Lieferverträge mit Anbietern aus politisch verlässlichen Jurisdiktionen abschließen wollen. Bereits heute lässt sich eine Bereitschaft zur Selbstsanktionierung beobachten. Westliche Kraftwerkbetreiber verzichten nach Möglichkeit auf den Bezug von angereichertem Uran und nuklearen Brennstoffen aus russischen Quellen. Damit zeichnet sich eine geopolitisch getriebene Teilung des Uranmarktes ab (Bifurkation), die sich auch auf der Ebene der Minenproduktion spiegeln wird. Entsprechend erwarten wir, dass künftig ein größerer Anteil der Uranproduktion Kasachstans seinen Weg nach China und Russland finden wird. Das wachsende Engagement dieser beiden Großmächte spiegelt sich bereits in zahlreichen Joint-Ventures zur Uranproduktion und in umfangreichen langfristigen Liefervereinbarungen. Andererseits werden die westlichen Verbraucher ihren Bedarf überwiegend aus Minen in Kanada, Australien und den USA decken wollen.

Zudem werden die Kraftwerkbetreiber das Thema der strategischen Versorgungssicherheit auch mit einer umfassenderen Vorratshaltung adressieren. Wie die Quartalsausweise des kanadischen Uranproduzenten „Cameco“ bereits gezeigt haben, lassen die Kraftwerkbetreiber eine erhöhte Bereitschaft zur Lagerhaltung von Uran erkennen. Damit dürfte ein neuer Lagerhaltungszyklus auf der Nachfrageseite gestartet sein. Das ist unserer Meinung nach der zentrale Mosaikstein im Bild eines mehrjährigen und nachhaltigen Uran-Bullenmarkts.

Die beschriebenen strukturellen Defizite im Brennstoffkreislauf dürften den Uranmarkt für Jahre beschäftigen. Diese Ausgangslage unterscheidet sich deutlich von derjenigen zum Startzeitpunkt des letzten großen Uran-Bullenmarktes (2004-2010). Trotz dieser vielversprechenden Ausgangslage sei an dieser Stelle noch einmal der Hinweis erlaubt, dass die Anpassungsprozesse in diesem langfristigen Geschäft träge ablaufen und entsprechend Zeit brauchen.

*Wie sieht ihr persönlicher Ausblick für den Uran-Sektor aktuell aus?*

Meine mittel- bis langfristig positive Sicht auf den Uranmarkt ist unverändert und spiegelt sich in der Anlagestrategie des von mir verwalteten uranium resources fund (ISIN LI0224072749). Die Strategie basiert auf der bereits beschriebenen Investment-Hypothese: Das Angebotsdefizit am

Uranmarkt wird während der kommenden drei bis fünf Jahre über einen höheren Uranpreis geschlossen. Hohe Preise liefern den Anreiz, neue Produktionskapazitäten in Betrieb zu nehmen und damit den Uranmarkt in ein neues Gleichgewicht zu bringen. Mit Blick auf die strukturelle Angebotslücke und die sich weiter verbessernden Fundamentaldata bestehen gute Aussichten auf eine Fortsetzung des Bullenmarktes. Zwischenzeitliche Rückschläge und eine hohe Volatilität bleiben aber eine Eigenschaft dieses engen Marktes. Das hat sich in den vergangenen Wochen wieder einmal deutlich gezeigt. Die sich bietenden Gewinnmöglichkeiten wollen wir unter Inkaufnahme kontrollierter Risiken konsequent nutzen! Zudem erwarte ich, dass die Brennstoff-Frage wieder vermehrt in den Fokus der Investoren rückt. Die Begeisterung für die neuen Reaktortechnologien (SMRs) und den Ausbau der KI-Infrastruktur dürfte sich aufgrund der zahlreichen regulatorischen, technischen und finanziellen Herausforderungen abkühlen und früher oder später einer realistischeren Einschätzung Platz machen. Das macht die Uran-Story noch attraktiver.

Vor diesem Hintergrund steht unser Portfolio auf vier Säulen. Als erstes Standbein halten wir in einem normalen Marktumfeld eine strategische Liquiditätsquote von bis zu 5%. Sie sichert unsere jederzeitige Handlungsfähigkeit. So nutzen wir attraktive Einstiegspunkte, die sich aufgrund des volatilen Kursverlaufs vieler Uranaktien regelmäßig eröffnen. Anzumerken bleibt, dass wir aufgrund der jüngsten Kursrückschläge voll investiert sind. Entsprechend liegt die Liquiditätsquote aktuell nahe 0.

Mit dem zweiten Standbein wollen wir direkt an einer Verbesserung des Uran-Spotpreises partizipieren. Den Kern des Portfolios bilden zwei Beteiligungsgesellschaften und ein aktiv verwaltetes Zertifikat, die ihre Mittel überwiegend in physisches Uran investiert haben.

Das dritte Standbein fokussiert auf die Aktien der Uranproduzenten sowie auf die Gruppe der „Standby“-Produzenten mit bewilligten und realisierten Projekten, die aber noch nicht in Produktion sind. Im aktuellen Umfeld profitiert, wer in absehbarer Zeit eine signifikante Uranproduktion am Markt platzieren kann. Diese Produzenten tragen mit ihrem umfangreichen Auftragsbuch an langfristigen Lieferverträgen zur Stabilität des Portfolios bei.

Im Rahmen des vierten Standbeins setzen wir auf Explorer und Projektentwickler, die Erschließungs- und Minenprojekte auf Weltklasse Niveau vorantreiben. Besonders interessant sind diese, wenn sie ihre Projekte im Zeitfenster der erwarteten Angebotslücke signifikant vorantreiben können (late stage development). Sie werden dann von einer entsprechend attraktiven Wertentwicklung ihrer Projekte profitieren können. Zudem sollten diese Assets die notwendige Größe haben, um sich auch als Übernahmeziele zu qualifizieren. Wir gehen nämlich davon aus, dass im Verlauf dieses Uran-Bullenmarktes eine Konsolidierungswelle im Sektor ablaufen wird und sich möglicherweise auch Sektor-fremde Bergbauunternehmen im Urangeschäft positionieren wollen. Dies würde nicht zuletzt aufgrund der tiefen Konjunktursensitivität und der vergleichsweise hohen Visibilität der Urannachfrage Sinn machen.