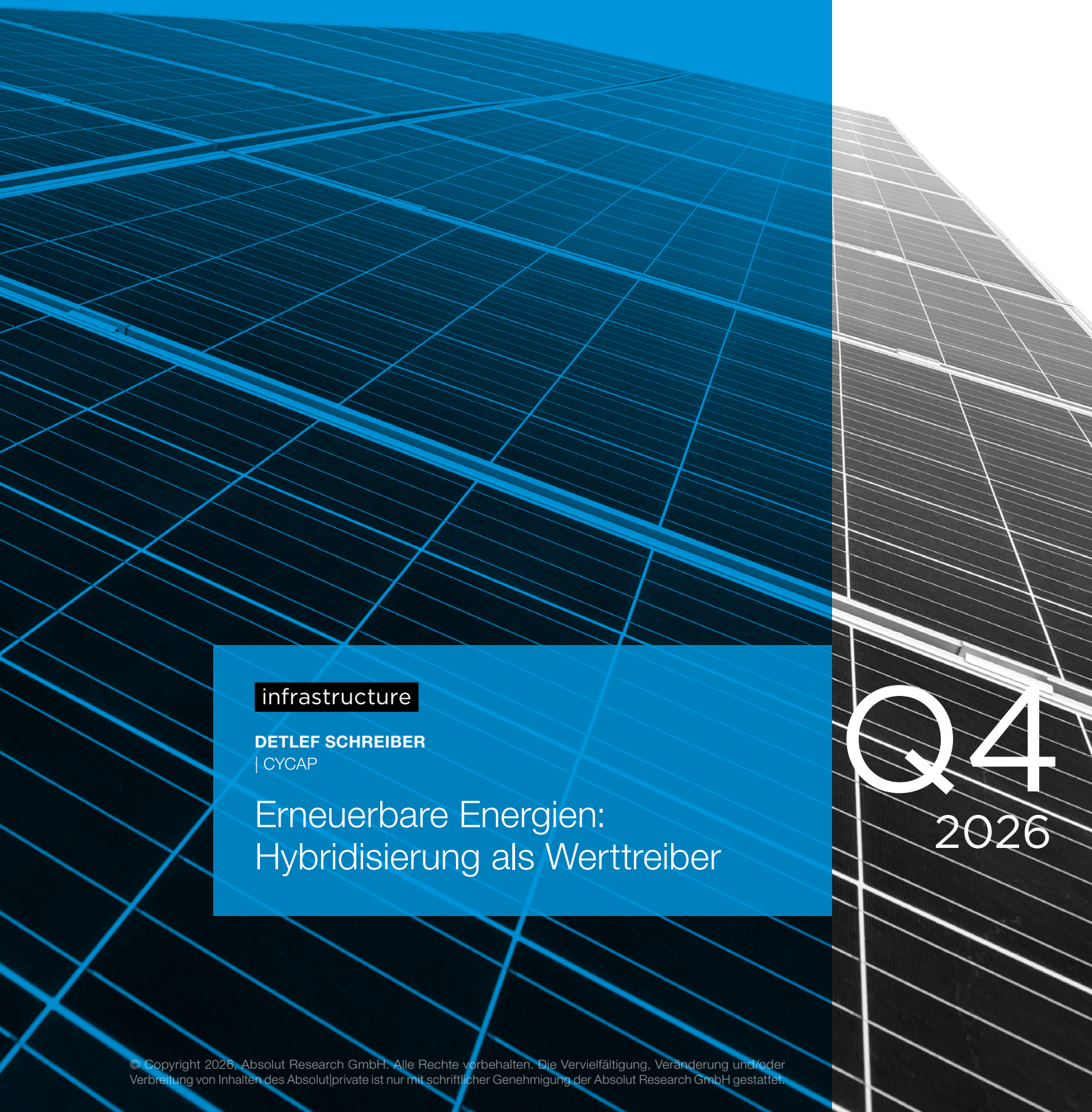
Absolut private

Private-Market-Investments
für institutionelle Investoren



infrastructure

DETLEF SCHREIBER
| CYCAP

Erneuerbare Energien: Hybridisierung als Werttreiber

Q4
2026

© Copyright 2026, Absolut Research GmbH. Alle Rechte vorbehalten. Die Vervielfältigung, Veränderung und/oder Verbreitung von Inhalten des Absolut|private ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Absolut Research GmbH gestattet.

Erneuerbare Energien: Hybridisierung als Werttreiber

infrastructure

Auch wenn die Stromnachfrage in Europa erstmals wieder strukturell wächst, bleibt für Investoren die Erlösseite uneindeutig. Erneuerbare Kapazitäten wachsen schneller als Speicher, Netze und steuerbare Lasten. Detlef Schreiber von CYCAP analysiert, wie sich der Wert eines Assets von der erzeugten Menge hin zur Verfügbarkeit zum richtigen Zeitpunkt verschiebt und woran Standort und der Asset Manager dahinter zu messen sind.



DETLEF SCHREIBER
CEO
CYCAP
Hamburg

Einleitung

Hybridisierung, also die Kombination mehrerer Erzeugungstechnologien und zunehmend auch von Speichern an einem Netzanschlusspunkt, wird seit Jahren diskutiert, überwiegend als technische Optimierung: Zwei Erzeugungsprofile ergänzen sich, die vorhandene Anschlussleistung wird besser ausgelastet. Das ist richtig, erklärt aber nicht, warum das Thema gerade jetzt auf den Investmentagenden institutioneller Anleger nach oben rückt.

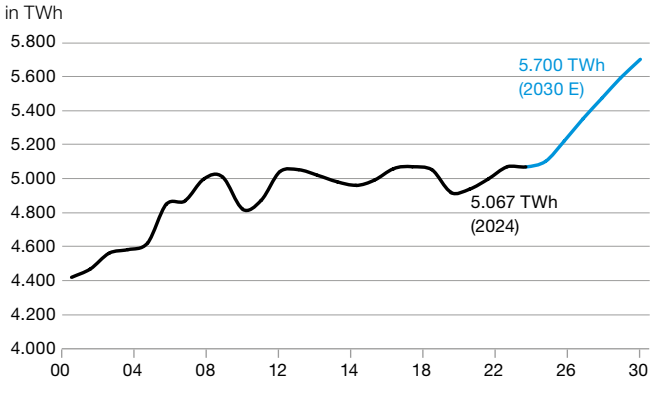
Marktentwicklung

Der Grund liegt nicht in der Technik, sondern im Markt. Die europäische Stromwirtschaft durchläuft eine Verschiebung, die den wirtschaftlichen Kern eines Erneuerbaren-Investments berührt: Die Stromnachfrage wächst erstmals seit zwei Jahrzehnten wieder strukturell, während der Erlös je zusätzlich erzeugter Kilowattstunde unter Druck gerät. Wer das ernst nimmt, bewertet erschlossene Standorte anders als noch vor fünf Jahren.

Die Nachfrageseite ist dabei der weniger strittige Teil. Nach Daten von Ember lag die gesamteuropäische Stromnachfrage 2024 bei rund 5.067 Terawattstunden (TWh). Für 2030 werden etwa 5.700 TWh erwartet, was einem jährlichen Wachstum von 2 – 5 % entspricht – der stärksten Expansion seit den frühen 2000er Jahren (ABBILDUNG 1).

1 Gesamteuropäische Stromnachfrage

2000–2030



Quellen: Ember, IEA, Statista Market Insights – E (geschätzte, Prognose)

Die Treiber sind benennbar und weitgehend unabhängig von der Energiepolitik: die Elektrifizierung industrieller Prozesse mit einem erwarteten Zuwachs von rund 373 TWh, der Verkehrssektor mit einem Anstieg von 47 TWh im Jahr 2025 auf rund 130 TWh bis 2030 sowie Rechenzentren und KI-Anwendungen mit zusätzlich rund 105 TWh. Ein mittleres Szenario von Aurora Energy Research geht für Deutschland von 621 TWh im Jahr 2030, 792 TWh im Jahr 2040 und 1.061 TWh im Jahr 2060 aus.[1] Weltweit beziffert die Internationale Energieagentur den Strombedarf von Rechenzentren auf 485 TWh im Jahr 2025, etwa 950 TWh bis 2030 und rund 1.200 TWh bis 2035.[2]

Parallel bleibt die Dekarbonisierung hinter dem Plan: Um die Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, müsste sich die CO_2-neutrale Stromerzeugung in Europa gegenüber heute etwa verdoppeln. Zugleich liegt die Importabhängigkeit weiterhin über 55 %, obwohl Europa den fossilen Anteil an der Stromerzeugung nach Angaben von Ember zwischen 2000 und 2024 von 57 auf 39 % gesenkt hat.

So weit die vertraute Erzählung: mehr Nachfrage, mehr Bedarf an erneuerbarer Erzeugung, also mehr Investitionsbedarf. Der entscheidende Punkt für Investoren liegt jedoch in dem, was auf der Erlösseite passiert.

Mehr Erzeugung bedeutet nicht automatisch mehr Ertrag

Der Ausbau erneuerbarer Kapazität verläuft derzeit deutlich schneller als der Ausbau von Flexibilität – also von Speichern, Netzen und steuerbaren Lasten. Die Folgen sind in den Marktdaten inzwischen klar erkennbar und für die Bewertung eines Assets unmittelbar relevant.

- Erstens nehmen Überschussstunden zu, vor allem im Sommer und an windreichen Tagen.
- Zweitens sinken in diesen Stunden die erzielbaren Preise, und zwar systematisch für diejenige Technologie, die gerade einspeist. Dieser Kannibalisierungseffekt verstärkt sich mit jedemProzentpunkt zusätzlichen Erneuerbaren-Anteils.
- Drittens haben sich die Stunden mit negativen Strompreisen vervielfacht; Auswertungen von Aurora Energy Research

und Pexapark weisen für den europäischen Markt einen Anstieg um etwa das Zwölffache aus.

- Viertens werden Produktionsabschaltungen zunehmend strukturell statt situativ: Netzengpässe und fehlende Flexibilität führen dazu, dass Erzeugung nicht nur gelegentlich, sondern planbar unwirtschaftlich wird.

Für den Investor bedeutet das eine Verschiebung in der Bewertungslogik, die sich so zusammenfassen lässt: Nicht die erzeugte Menge ist der knappe Faktor, sondern die Fähigkeit, Strom dann einzuspeisen und zu vermarkten, wenn er Wert hat.

Ein ungesteuerter Wind- oder Solarpark produziert tendenziell dann, wenn viele andere Anlagen ebenfalls produzieren – also genau dann, wenn der Preis niedrig ist. Seine Jahresmenge mag stabil sein, der Erlös je Megawattstunde ist es nicht.

Daraus folgt eine zweite Konsequenz: Wenn Erlöse davon abhängen, wann und wie zuverlässig geliefert wird, verschiebt sich der Wertbeitrag vom Anlagenbestand zur Steuerung. Ein Erneuerbaren-Portfolio nähert sich damit weniger einer Anleihe mit stabilem Kupon an als einem operativ geführten Infrastrukturbetrieb (ABBILDUNG 2).

Neuer Investment-Case: Hybridisierung

Diese Marktverschiebung trifft auf eine Kapitalmarktlage, die für Käufer erschlossener Standorte ungewöhnlich günstig ist. Der Zinsanstieg der vergangenen Jahre hat die Refinanzierung bestehender Projektgesellschaften verteuert, zugleich sind die Stromgestehungskosten neuer Anlagen gegenüber der Niedrigzinsphase deutlich gestiegen. Bewertungen haben in einzelnen Segmenten deutlich nachgegeben, und die Transaktionsbedingungen – Earn-outs, Verkäuferdarlehen, gestreckte Kaufpreisstrukturen – sind flexibler geworden. Dauerhaft ist das nicht: Mit einer Normalisierung der Kreditmärkte verschwinden solche Abschläge erfahrungsgemäß rasch.

Für Investoren entsteht daraus eine Konstellation, die sich in der üblichen Einteilung des Marktes schlecht abbilden lässt. Gekauft wird weniger eine Anlage als ein Standort: eine gesicherte Fläche mit einem genehmigten Netzanschlusspunkt, an dem zusätzliche Erzeugungs- und Speicherkapazität errichtet werden kann. Die Wertschöpfung entsteht damit wie bei einer Neuentwicklung – durch den Bau zusätzlicher Kapazität –, während ein erheblicher Teil der Risiken einer Neuentwicklung bereits abgearbeitet ist.

Mit Repowering hat es nur die Adresse gemeinsam. Dort wird vorhandene Erzeugungsleistung durch leistungsfähigere Anlagen derselben Technologie ersetzt. Hier geht es um die Erweiterung eines vorhandenen Anschlusspunktes durch **Hybridisierung** – also die gleichzeitige Nutzung von Wind-, Solar- und Batteriespeichern anstelle von isolierten Einzeltechnologien. Die vorhandene Anlage kann dabei weiterlaufen.

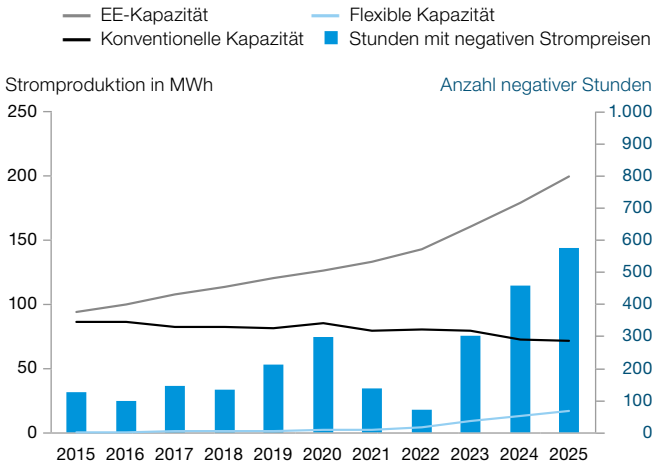
Bei einer Neuentwicklung sind Flächensicherung, Netzanschluss, Genehmigung und der Aufbau lokaler Beziehungen erst zu leisten; am erschlossenen Standort beginnt die Entwicklung an einem anderen Punkt der Risikokurve. Hinzu kommt ein Unterschied in der Datengrundlage, der in der Due Diligence unmittelbar wirkt: Wo bereits produziert wird, liegen reale Produktions- und Betriebsdaten über Jahre vor – Windhöffigkeit und Einstrahlung sind am Standort gemessen und nicht modelliert. Ertragsannahmen für die zusätzliche Kapazität lassen sich daran plausibilisieren. Das beseitigt weder Wetter- noch Genehmigungs- oder Baukostenrisiko, reduziert aber das Prognoserisiko.

Umgekehrt ist ein erschlossener Standort nicht gleichbedeutend mit einem einfachen Projekt. Der Zubau findet innerhalb eines laufenden Systems statt. Bestehende Pacht-, Finanzierungs- und Stromvermarktungsverträge können den Gestaltungsspielraum einschränken, und was technisch möglich ist, ist vertraglich nicht immer zulässig.

Der Investment-Case trägt deshalb nicht allein auf der Ebene des Standorts, sondern erst in Verbindung mit der Fähigkeit, Investment, Technik, Projektentwicklung und Finanzierung aufeinander abzustimmen. Entscheidend bleibt dabei ein einzelner Faktor, dessen Knappheit sich in den vergangenen Jahren erheblich verschärft hat: der Netzanschluss.

2 Ausbau erneuerbarer Kapazität

Vergleich zum Ausbau flexibler Kapazität sowie Entwicklung der Stunden mit negativen Strompreisen



Quellen: Aurora Energy Research, Pexapark, CYCAP Power Desk.
Berechnungen: CYCAP

Standort mit Netzanschluss als strategisches Asset

Die wirtschaftliche Bedeutung des Netzanschlusses hat sich in diesem Umfeld grundlegend verändert. Früher war er eine technische Voraussetzung für den Betrieb; heute ist er in vielen Märkten der eigentliche Engpass – und damit ein eigenständiger Werttreiber.

Der Ausbau von Wind- und insbesondere Solarkapazität trifft auf ein Netz, dessen Kapazität nicht im gleichen Tempo mitwächst. Neue Netzanschlussbegehren sind zu einem der wesentlichen Verzögerungsfaktoren in der Projektentwicklung geworden. Besonders deutlich wird die Knappheit

bei Batteriespeichern: Allein für das Jahr 2024 registrierte die Bundesnetzagentur in Deutschland 9.710 Anschlussanfragen für Batteriespeicher ab Mittelspannungsebene mit einer beantragten Gesamtleistung von rund 400 Gigawatt. Dem standen Anschlusszusagen in einer Größenordnung von rund 25 Gigawatt gegenüber.[3]

Ein bereits erschlossener Standort besitzt in diesem Umfeld einen strukturellen Vorteil, der sich nicht durch Kapitaleinsatz allein herstellen lässt. Dass der regulatorische Rahmen die gemeinsame Nutzung eines Anschlusspunktes durch mehrere Anlagen inzwischen ausdrücklich ermöglicht – Stichwort Netzanschlussüberbauung –, verstärkt diesen Effekt, weil nicht mehr die Summe der Nennleistungen, sondern die tatsächlich gleichzeitig eingespeiste Leistung den Anschlussbedarf bestimmt.

Für die Bewertung folgt daraus eine zusätzliche Frage: Ein Park ist nicht mehr nur anhand seiner heutigen Erzeugungsleistung und Restlaufzeit zu beurteilen, sondern auch danach, welches zusätzliche Investitionsvolumen sich auf der vorhandenen Infrastruktur realisieren lässt. Diese Optionalität ist in klassischen Bewertungsmodellen selten explizit abgebildet. Anders als die Erzeugungsleistung ist sie auch nicht replizierbar.

Batterie-Energiespeichersystem: Der BESS-Faktor

An dieser Stelle wird der Batteriespeicher zum entscheidenden Element – nicht als Technologie, sondern als ökonomischer Hebel. Die Kombination von Wind und Solar verändert zunächst nur die Zusammensetzung des Erzeugungsprofils. Ein Speicher verändert dessen Charakter: Er erhöht die erzeugte Menge nicht, verschiebt aber den Zeitpunkt von Einspeisung und Vermarktung. Aus einer witterungsabhängigen Produktion wird damit, innerhalb technischer Grenzen, eine disponible Lieferung.

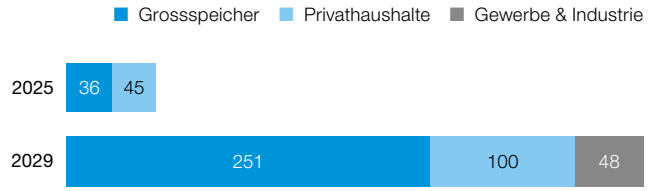
Genau das ist die Eigenschaft, die der Markt aktuell knapp bewertet. Wo Überschussstunden, Kannibalisierung und negative Preise den Erlös je Kilowattstunde drücken, liegt der Wert nicht im zusätzlichen Erzeugungsvolumen, sondern in der Fähigkeit, Volumen aus wertlosen in wertvolle Stunden zu verschieben. Hinzu kommen Erlösquellen, die einer reinen Erzeugungsanlage verschlossen bleiben – etwa der Regelleistungsmarkt, auf dem sowohl die Bereitstellung von Leistung als auch deren Abruf vergütet wird.

Dass der Markt dies erkannt hat, zeigt die Ausbaudynamik. Nach Daten von SolarPower Europe wächst die installierte Speicherkapazität in Europa zwischen 2025 und 2029 um etwa das 4,4-Fache; bei Großspeichern ist der Zuwachs mit einem Anstieg von rund 36 auf 251 Gigawattstunden noch ausgeprägter (**ABBILDUNG 3**). Für Investoren ist dabei die oben genannte Anschlussstatistik der relevantere Teil der Information: Die Projektpipeline sagt wenig darüber aus, wie viele Vorhaben tatsächlich realisiert werden, weil auch Speicher Netzkapazität benötigen.

Der Wettbewerb um Speicherstandorte wird deshalb nicht primär über Kapital oder Technologie entschieden, sondern über den Zugang zum Netz. Ein Standort, der diesen Zugang bereits besitzt, konkurriert in einem erheblich kleineren Feld.

3 Entwicklung der installierten Batteriespeicherkapazität in Europa

2025–2029 nach Segmenten in GWh



Quelle: SolarPower Europe, European Market Outlook for Energy Storage, Mai 2025

Für die Investmentbeurteilung heißt das aber auch: Der Ertrag eines solchen Assets ist weniger kontraktiert und stärker vom laufenden Management abhängig. Ein Teil der Wirtschaftlichkeit hängt nicht mehr an erzeugten Kilowattstunden und fixierten Vergütungen, sondern daran, wie Speicher, Erzeugung und Vermarktungswege laufend aufeinander abgestimmt werden. Das ist eine andere Risikokategorie als der klassische EEG-vergütete Windpark – mit höherem Erwartungswert, aber auch mit einer Managementabhängigkeit, die sich in der Managerauswahl niederschlagen muss.

Rechenzentren beschleunigen marktbasierte Stromvermarktung auf der Abnehmerseite

Auf der Abnehmerseite wird aus dem Erzeugungsprofil ein Preisargument. Während unter einer festen Einspeisevergütung das Lieferprofil wirtschaftlich kaum relevant war, bestimmt es in einer marktbasierten Vermarktung und insbesondere bei Power Purchase Agreements (PPAs) den erzielbaren Preis mit.

Deutlich wird das am derzeit dynamischsten Abnehmersegment. Rechenzentren benötigen eine kontinuierliche Grundlastabdeckung ohne tägliches oder saisonales Muster, physische Lieferung statt bilanziellen Ausgleich über Herkunftsnachweise sowie Planungssicherheit über zehn bis fünfzehn Jahre. Hyperscaler zeichneten 2024 bereits für 43 % der weltweit abgeschlossenen Clean-Energy-PPAs verantwortlich.[4] Diese Nachfrage ist zahlungsbereit – aber sie ist an Lieferbedingungen geknüpft, die eine einzelne Erzeugungsanlage strukturell nicht erfüllen kann. Ein einzelner Solarpark liefert kein 24/7-Profil.

Ein Verbund aus Wind, Solar und Speicher kann sich einem solchen Profil annähern. Für den Erzeuger reduziert das bei vertraglich definierten Liefermengen zugleich das Risiko kurzfristiger Zukäufe am Spotmarkt – ein Risiko, das in volatilen Marktphasen erhebliche Ergebniswirkung entfalten kann. Für den Abnehmer entsteht ein Produkt, das seinem tatsächlichen Verbrauch näherkommt als die Jahresmenge eines einzelnen Parks.

Dieselbe Logik wirkt auf der Fremdkapitalseite: Finanzierende Banken beurteilen die Belastbarkeit der Cashflows unter schwankenden Rahmenbedingungen, und ein zeitlich

besser steuerbares Erlösprofil kann sich in Beleihungsquote, Laufzeit und Finanzierungskosten niederschlagen. Voraussetzung ist, dass die Assets rechtlich und wirtschaftlich gemeinsam betrachtet werden können. Ein gemeinsamer Netzanschluss schafft noch keine gemeinsame Finanzierungsstruktur – ein Punkt, der in der Prüfung regelmäßig unterschätzt wird.

Einbettung auf Portfolioebene

Ein hybrider Netzanschlusspunkt ist, wirtschaftlich betrachtet, bereits ein Element der Diversifikation. Die eigentliche Wirkung entsteht jedoch erst eine Ebene höher. Auf Portfolioebene kommen weitere Dimensionen hinzu: Standorte, Technologien, Lebenszyklusphasen und Laufzeiten der Vermarktungsverträge.

Der erste Effekt ist der bekannte: Während an einem Standort gebaut oder repowert wird, produzieren andere Anlagen weiter; schwächere Erträge einzelner Assets schlagen weniger unmittelbar auf den Gesamtcashflow durch. Entscheidend ist dabei weniger die Zahl der Anlagen als die Korrelation zwischen ihnen.

Wichtiger ist die Wirkung auf die Erlösseite, und zwar in genau der Dimension, die der Markt derzeit prämiert: Erst ein hinreichend breites Portfolio kann ein Lieferprofil darstellen, das den beschriebenen Abnehmeranforderungen nahekommt. Beschaffung, Wartung, Versicherung und Direktvermarktung lassen sich bündeln, Hedging-Entscheidungen übergreifend treffen. Bei entsprechend strukturierten Finanzierungen können laufende Cashflows operativer Assets Investitionsphasen an anderen Standorten abfedern und so den Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital verringern – mit Wirkung auf Kapitalabrufe und Ausschüttungsstabilität.

Für institutionelle Investoren verschiebt das den Prüfungsgegenstand: Ein Portfolio aus vielen Einzelgesellschaften ist noch keine integrierte Plattform. Benötigt werden konsistente Daten, abgestimmte Entscheidungsprozesse und die Fähigkeit, technische, kaufmännische und finanzielle Fragen über den Lebenszyklus hinweg zusammenzuführen.

Exkurs: Künstliche Intelligenz im Renewables-Asset-Management

Mit jeder zusätzlichen Technologie, jedem weiteren Asset und jedem zusätzlichen Vermarktungsweg wächst die Zahl der Datenpunkte und Wechselwirkungen, die im laufenden Management verarbeitet werden müssen. Produktions- und SCADA-Daten, Störungsmeldungen, Vertragsinformationen, Marktpreise und Finanzdaten sind in nahezu jedem Haus vorhanden – selten jedoch in einer Form, die eine übergreifende Auswertung erlaubt.

Hier liegt der praktische Nutzen von KI, und er ist unspektakulärer, als die Debatte vermuten lässt: Produktionsdaten lassen sich kontinuierlich überwachen und Störungsmuster vorsortieren, Markt-, Preis-, Vertrags- und Anlagendaten verbinden, um vermarktbare Mengen zu bestimmen oder Preisbandbreiten vorzubereiten. Diagnose, Vertragsverhandlung und Investitionsentscheidung bleiben bei den zuständigen Fachleuten.

Für Investoren ist weniger relevant, ob ein Manager KI einsetzt – das tun inzwischen nahezu alle –, sondern ob die Systeme in die Investmentprozesse integriert sind oder als Werkzeugsammlung daneben stehen. Prüfbar wird das über Fragen, die auf Nachweise zielen statt auf Ankündigungen: seit wann die Systeme produktiv laufen, welcher Wertbeitrag messbar ist, wie Governance und Datenhoheit geregelt sind und wer bei fehlerhaften Ergebnissen haftet.

Fazit

Der Investment-Case für erneuerbare Erzeugungsstandorte hat sich in den vergangenen Jahren verschoben, und zwar nicht, weil sich die Technik verändert hätte, sondern weil sich der Markt verändert hat. Solange Vergütungen fixiert und Netzkapazitäten verfügbar waren, war die erzeugte Jahresmenge die maßgebliche Größe. In einem Markt mit wachsender Nachfrage, zunehmenden Überschussstunden und knapper Netzkapazität entscheidet die Verfügbarkeit zum richtigen Zeitpunkt.

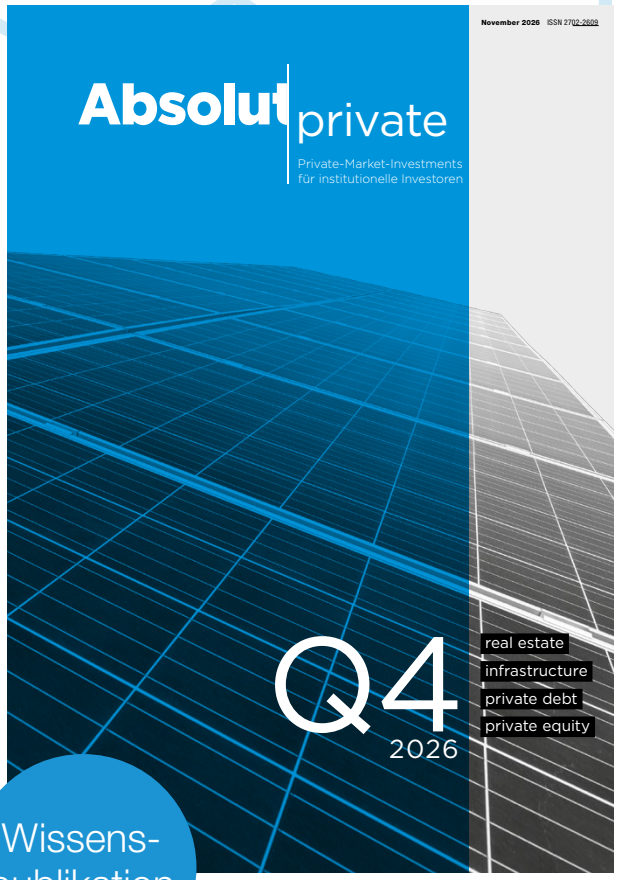
Für die Due Diligence erweitert sich der Prüfungsumfang damit über Ertragsannahmen und technischen Zustand hinaus: Relevant werden die tatsächliche Erweiterbarkeit des Netzanschlusses, sicherbare Flächen, Genehmigungssituation und bestehende Vertragsstrukturen. Auf Portfolioebene kommt hinzu, ob Cashflows, Finanzierung und Stromvermarktung in einer Form gebündelt werden können, die die beschriebenen Effekte wirtschaftlich nutzbar macht – und ob der Manager über die Prozesse verfügt, sie zu heben.

Die derzeit günstigen Einstiegsbedingungen bei erschlossenen Standorten sind eine Momentaufnahme eines Zinszyklus. Die Verschiebung von der Menge zur Verfügbarkeit ist es nicht. Sie dürfte die Bewertung erneuerbarer Energieinfrastruktur über die kommende Dekade prägen.

Fußnoten

1) Aurora Energy Research, Oktober 2025, mittleres Szenario zum jährlichen Bruttostrombedarf in Deutschland
2) www.iea.org/reports/energy-and-ai/executive-summary
3) Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen für 2024 zu Anschlussanfragen und -zusagen für Batteriespeicher, 12. November 2025, www.bundesnetzagentur.de/1079644
4) BNEF, 26. August 2025
5) https://about.bnef.com/insights/clean-energy/power-hungry-data-centers-are-driving-green-energy-demand/

Absolut|private



Wissens-publikation

Kommentare

IRIS SCHÖBERL | ZIA/CT REAL ESTATE PARTNERS
DAVID PEROZ | POELLATH

Fachbeiträge

infrastructure

Erneuerbare Energien: Hybridisierung als Werttreiber
DETLEF SCHREIBER | CYCAP

Entwicklung des Sekundärmarktes für Infrastruktur
MARIA AGUILAR-WITTMANN, TILMAN MUELLER und FAHAD SHAMS | Allianz Global Investors

Cashflowstrukturen als Unterscheidungsmerkmal von Infrastrukturinvestments MICHAEL HENN | COMMERZ REAL

Kommunale Infrastruktur in Deutschland als Assetklasse
DR. FLORIAN BUCHER | BAI

natural resources

Forstwirtschaftsinvestments: Naturkapital und aktives Management DR. ARMIN SANDHOEVEL und OLLY HUGHES | Gresham House

private debt

Private Credit: Chancen jenseits des Mainstreams
KARSTEN BATRAN | Bright Capital
MATTHIAS KIRCHGÄSSNER | PLEXUS Research

Die Nettorendite als risikoadjustierter Maßstab für Kreditstrategien LARS HAGEMANN, HENNING TIETJEN und DR. WALID ESMATYAR | Berenberg

real estate

Differenzierung im Segment Wohnimmobilien
MICHAEL FINK und BENJAMIN RÜTHER | Catella

Kompakt

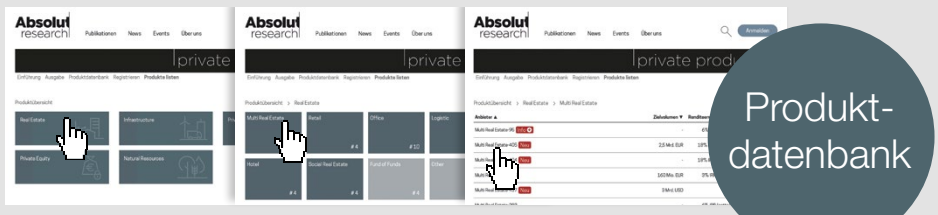
SVEN CARSTENSEN | bulwiengesa

WEB_AA

Jetzt kostenlos anfordern! Printausgabe

Absolut|private products

Exklusive Produktplattform für zur Zeichnung offene Private-Market-Produkte aus fünf Assetklassen. Asset Manager haben die Möglichkeit, ihre Angebote zu **listen**, institutionelle Asset Owner profitieren von einer **kostenfreien** Nutzung.



Produkt-datenbank

Produktplattform Registrierung

Absolut research