

Absolutprivate

Private-Market-Investments
für institutionelle Investoren

infrastructure

FARID MOHAMADI | KGAL

Kennzahlen zur Bewertung von
Investments in die Energiewende

Q3
2026

**FARID MOHAMADI**

Senior Transaction Manager
Portfolio Management –
Energy Transition
KGAL
München

infrastructure

Kennzahlen zur Bewertung von Investments in die Energiewende

Anlageentscheidungen im Segment Infrastruktur erfordern eine gute Datenbasis. Institutionelle Investoren greifen auf eine Vielzahl von Kennzahlen zurück, die aber auf verschiedensten Annahmen beruhen. Farid Mohamadi von KGAL gibt einen umfassenden Überblick zur Eignung und Verwendung üblicher Kennzahlen und ordnet diese den entsprechenden Stakeholdern zu.

Einführung

Die Energiewende ist längst keine politische Absichtserklärung mehr, sondern einer der größten realwirtschaftlichen Kapitalumschichtungsprozesse unserer Zeit. Jedes Jahr fließen weltweit rund 1,5 bis 2 Billionen USD in den Ausbau erneuerbarer Energien und elektrischen Transport. Allein um das international vereinbarte Ziel einer Verdreifachung der erneuerbaren Kapazitäten bis 2030 zu erreichen, beziffert die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien den Investi-

tionsbedarf inklusive Netzverstärkung auf rund 15 Billionen USD bis zum Ende der Dekade – etwa 3 Billionen pro Jahr.

Für institutionelle Investoren ist diese Größenordnung kein abstrakter Klimaindikator, sondern eine über Jahre planbare Nachfrage nach langfristigem Kapital. Renewables haben sich von einem politisch geförderten Nischensegment zu einem Kernbestandteil privater Infrastrukturallokationen entwickelt. Pensionskassen, Versicherer, Versorgungswerke

und Stiftungen investieren nicht nur, weil Wind- und Solarparks zum Klimaschutz beitragen. Sie investieren, weil diese Assets langlebig sind, reale Infrastruktur bereitstellen und – bei richtiger Strukturierung – gut prognostizierbare Cashflows liefern können.

Damit rückt eine praktische Frage in den Mittelpunkt: Nach welcher Kennzahl sollte ein Energiewende-Investment beurteilt werden? Net Present Value? Internal Rate of Return? Equity IRR? WACC? Debt Service Cover Ratio? Oder Levelized Cost of Energy? Die Antwort ist weniger trivial, als es auf den ersten Blick scheint. Jede Kennzahl beantwortet eine andere Frage. Manche helfen dem Eigenkapitalinvestor, andere dem Kreditgeber, wieder andere dem Entwickler in einer Auktion oder beim Abschluss eines Power Purchase Agreements. Wer sie vermischt, läuft Gefahr, ein Projekt entweder zu optimistisch zu bewerten oder gute Investitionen fälschlicherweise auszusortieren.

Investoren oder gegebenenfalls Portfoliomanager orientieren sich meist an Renditekennzahlen wie NPV und IRR. Vor der Strukturierung einer Projektfinanzierung sollten sie die Investition jedoch zusätzlich anhand kreditrelevanter Kennzahlen bzw. Bankability-Kriterien prüfen. Der Investor oder Manager, der beim Investieren neben IRR und NPV früh genug Bankability-Aspekte berücksichtigt, optimiert seine Prozesse und mindert seine Risiken. Eine höhere Equity IRR macht sein Projekt nicht attraktiver, entscheidend ist vielmehr, welches Risiko zur Erzielung dieser Rendite übernommen und wie viel Fremdkapital gehebelt werden kann.

Relevanz von Renewables für institutionelle Portfolios

Ausgangspunkt für langfristig orientierte Investoren ist weniger die Überzeugung, dass Nachhaltigkeit als solche erstrebenswert ist, denn eine nüchterne Risikoabwägung. Der Klimawandel ist von einem vorrangig ethischen zu einem realen finanziellen Thema geworden. Physische Risiken – Stürme, Überschwemmungen, Dürren, Hitzewellen sowie langfristig steigende Temperaturen – treffen Sachwerte, Lieferketten und Erträge unmittelbar. Transitorische Risiken entstehen aus dem Umbau der Wirtschaft selbst: CO₂-Bepreisung, strengere Regulierung und technologischer Wandel entwerfen kohlenstoffintensive Geschäftsmodelle und können fossile Anlagen zu Stranded Assets werden lassen. Für Investoren mit Anlagehorizonten von Jahrzehnten liegen diese Risiken bereits heute im Portfolio.

Vor diesem Hintergrund können Energiewende-Investments eine doppelte Antwort darstellen. Sie reduzieren die transitorischen Risiken eines Portfolios, weil sie auf der richtigen Seite der Dekarbonisierung stehen. Und sie liefern zugleich die typischen Eigenschaften von Real Assets: lange Laufzeiten, hohe Kapitalintensität, reale Substanz und bei entsprechender Vertragsstruktur stabile, teils inflationsgekoppelte Einnahmen mit vergleichsweise geringer Korrelation zu den klassischen Kapitalmärkten.

Hinzu kommt, dass sich das Marktumfeld strukturell verändert hat.

- ▶ Die Kostenbasis hat sich fundamental verschoben. Die Stromgestehungskosten von Solarenergie sind seit 2010 um rund 90 % gefallen, bei Onshore-Wind um etwa 70 %, bei Offshore-Wind um 63 %. Neu errichtete Wind- und Solarparks produzieren heute in vielen Märkten günstiger als neu gebaute fossile Kraftwerke. Die niedrigen Gestehungskosten allein erzählen allerdings nicht die ganze Geschichte: Ein vollständiger Vergleich muss auch die Systemkosten der Integration schwankender Erzeugung berücksichtigen, ebenso wie auf der Gegenseite CO₂-Kosten fossiler Erzeugung.
- ▶ Das Mengengerüst hat sich gedreht. Die global installierte Kapazität erneuerbarer Energien ist von 1,8 Terawatt im Jahr 2015 auf 4,5 Terawatt im Jahr 2024 gestiegen. Was lange als ergänzende Erzeugung galt, wird zur tragenden Säule des Stromsystems.
- ▶ Die Nachfrage nach grünem Strom steigt strukturell, getrieben durch Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie sowie durch wachsenden Strombedarf von Rechenzentren und künstlicher Intelligenz. Erzeugung, Speicherung und Netzinfrastuktur müssen parallel mitwachsen.

Auch technologisch ist das Feld breiter geworden. Solar und Onshore-Wind bilden weiterhin das ausgereifte Fundament. Beide gelten als technologisch reif: standardisiert, schnell errichtbar, weltweit erprobt. Das Technologierisiko ist vergleichsweise gering, die Finanzierungsbedingungen sind etabliert. Batteriespeicher sind das eindrucksvollste Beispiel für eine Technologie, die schneller als erwartet vom Nischen- zum Massenmarkt gereift ist. Sie sind unverzichtbar, um schwankende Erzeugung aus Sonne und Wind zu integrieren und Preisspitzen oder negative Preise wirtschaftlich nutzbar zu machen. Floating-Offshore-Wind, Repowering, Agri-Photovoltaik, grüner Wasserstoff und Power-to-X erweitern das Spektrum – allerdings mit sehr unterschiedlichen Risiko-, Laufzeit- und Bankability-Profilen.

Technologie ist damit Renditetreiber und Risikoquelle zugleich. Effizientere Turbinen, leistungsfähigere Solarmodule oder bessere Batteriesysteme können den Energieertrag erhöhen und die Kosten je erzeugter Megawattstunde senken. Gleichzeitig entstehen neue Fertigstellungs-, Betriebs- und Obsoleszenzrisiken. Deshalb reicht es nicht, ein Projekt nur nach seiner erwarteten Rendite zu beurteilen. Entscheidend ist, welche Annahmen diese Rendite tragen – und ob sie unter Stress noch belastbar sind.

Bewertung der wichtigsten Kennzahlen

Großvolumige Energiewende-Infrastruktur wird häufig über Projektfinanzierungen realisiert. Die Projektgesellschaft trägt die wesentlichen Verträge, die Rückzahlung des Fremdkapitals stützt sich vor allem auf die künftigen Cashflows des Projekts. Der Sponsor betrachtet das Projekt aus der Sicht des eingesetzten Eigenkapitals, der Kreditgeber aus der Sicht des Schuldendienstes, der Entwickler aus der Sicht der Wettbewerbsfähigkeit in Auktionen oder PPAs. Daraus folgt: Es gibt nicht die eine Kennzahl für alle Beteiligten.

1 Kennzahlen

Kennzahl	Messung	Bedeutung für Investoren	Typische Grenze
NPV	Barwert der künftigen Cashflows abzüglich Investition	Zeigt, ob ein Projekt nach Abzinsung Wert schafft	Stark abhängig vom Diskontsatz; bei unterschiedlich großen Projekten nicht immer intuitiv vergleichbar
Project IRR	Rendite des Gesamtprojekts vor spezifischer Eigenkapitalstruktur	Eignet sich zum Vergleich der operativen Attraktivität eines Projekts	Blendet aus, wie Fremdkapitalstruktur und Ausschüttungsprofil auf das Eigenkapital wirken
Equity IRR	Rendite auf das eingesetzte Eigenkapital (exkl. Steuern)	Zentrale Zielgröße für Eigenkapitalinvestoren	Steigt durch höheren Leverage, obwohl das Projektrisiko ebenfalls steigt
MIRR	Modifizierte interne Rendite mit realistischen Wiederanlageannahmen	Sinnvoll, bei ungleichmäßigen Zahlungsströme oder verzerrt wirkenden IRR-Ergebnissen	Weniger verbreitet und erklärungsbedürftiger als klassische IRR
CoC/WACC	Gewichtete Kapitalkosten aus Eigen- und Fremdkapital (exkl. Steuern)	Mindestanforderung an die Projektverzinsung und Diskontsatz im Modell	Reagiert stark auf Zinsen, Länderrisiko, Technologie und Erlössicherheit
CAPM	Theoretisches Modell zur Ableitung der Eigenkapitalkosten	Hilft Renditeanforderungen system. aus Marktrisiko abzuleiten und Hurdle Rate zu definieren (Equity IRR-Mindestzahl oder Mindesteigenkapitalkosten)	Für illiquide Infrastrukturprojekte nur eingeschränkt direkt anwendbar
CFADS	Cashflow nach operativen Kosten und Steuern, verfügbar für Schuldendienst	Basis für Debt Sizing und Dividendenfähigkeit	Nur so belastbar wie zugrundeliegende Annahmen zu Ertrag, Preisen und Kosten
DSCR	Verhältnis von CFADS zu Schuldendienst in einem Jahr	Zentrale Bankability-Kennzahl für Kreditgeber	Momentaufnahme; sagt wenig über spätere Jahre oder Projektlaufzeit aus
LLCR	Barwert des CFADS über die Kreditlaufzeit im Verhältnis zur Restschuld	Misst Schuldendienstfähigkeit über die Darlehenslaufzeit	Hängt stark von Diskontsatz und Stabilität der Cashflow-Prognose ab
PLCR	Barwert des CFADS über die Projektlaufzeit im Verhältnis zur Restschuld	Zeigt zusätzlichen Puffer nach Ende der Kreditlaufzeit	Nur relevant, wenn die Projektlaufzeit über Kreditlaufzeit hinaus belastbar ist
LCoE	Diskontierte Gesamtkosten je erzeugter Megawattstunde	Zentrale Kennzahl für Wettbewerbsfähigkeit, PPA-Fähigkeit und technische Effizienz	Keine Verkaufspreis- oder Rendite-kennzahl; Systemkosten müssen zusätzlich betrachtet werden

Quelle: eigene Darstellung

ABBILDUNG 1 gibt einen Überblick über Eigenschaften der üblicherweise verwendeten Kennzahlen.

Der **Net Present Value** ist eine der saubersten finanzmathematischen Größen. Er fragt: Wie viel ist ein Projekt heute wert, wenn alle künftigen Cashflows mit einem angemessenen Diskontsatz (z. B. der CoC / WACC) abgezinst werden? Ein positiver NPV bedeutet, dass das Projekt über die geforderte Verzinsung hinaus Wert schafft. Für institutionelle Investoren ist das besonders wichtig, weil Renewables kapitalintensiv sind und kleine Änderungen bei Diskontsatz, Laufzeit oder Restwert große Auswirkungen haben können. Der Nachteil: Der NPV ist eine absolute Größe. Ein großes Projekt kann einen höheren NPV haben als ein kleineres, obwohl es relativ weniger attraktiv ist. Um die Attraktivität einer Investition umfassend zu beurteilen, bedarf es zusätzlich einer qualitativen Bewertung oder einer quantitativen Berücksichtigung der spezifischen Vor- und Nachteile im Rahmen der Cashflow-Prognosen und der Schätzung des Diskontierungssatzes.

Die **Internal Rate of Return** (IRR) ist deshalb im Markt oft präsenter. Sie gibt die Rendite an, bei der der NPV null wird. Bei Energiewende-Investments muss jedoch unterschieden werden:

Die **Project IRR** (auch unlevered IRR genannt) betrachtet die Rendite des gesamten Projekts, unabhängig davon, wie viel Fremdkapital eingesetzt wird. Die **Equity IRR** (auch levered IRR genannt) betrachtet dagegen die Rendite auf das Eigenkapital. Wird ein Projekt vollständig mit Eigenkapital finanziert (ohne Fremdkapital, also ohne Hebelwirkung), sind

die Projektrendite (Project IRR) und die Eigenkapitalrendite (Equity IRR) identisch. Ein Projekt kann beispielsweise eine hohe IRR, aber nur einen geringen Kapitalwert beziehungsweise NPV aufweisen. Ein anderes Projekt kann einen niedrigen NPV generieren, diesen jedoch innerhalb eines kurzen Zeitraums erreichen (Amortisationsdauer). Gleichzeitig ist die Rentabilität der nachfolgenden Projekte nach Abschluss beziehungsweise Exit dieses Projekts unbekannt.

Die **Modified IRR** kann diese Sicht ergänzen, weil sie realistischere Annahmen zur Wiederanlage zwischenzeitlicher Cashflows zulässt. In der Praxis bleibt sie aber weniger verbreitet. In einem Portfolio-Management-Mandat kann die Wiederanlage von Kapital nach Projektveräußerungen (Kapitalrecycling) vorgesehen werden, damit die gegenüber Investoren zugesagten Renditeziele erreicht werden können.

Zwei Projekte beziehungsweise Assets können denselben initialen Investitionsbetrag erfordern und nach derselben Haltedauer zum gleichen Exit-Wert veräußert werden, dabei jedoch unterschiedliche Renditen erzielen. Der Grund liegt in den unterschiedlichen Cashflow-Profilen: Erhält ein Projekt frühzeitig höhere Cashflows als ein anderes, wirkt sich dies positiv auf seine Renditekennzahlen aus. Die Zeitkomponente spielt daher eine zentrale Rolle bei Investitionsentscheidungen, da sie sowohl die Rendite als auch das Risiko einer Investition maßgeblich beeinflusst. Außerdem, hat ein Portfolio-Manager die Möglichkeit, die Rendite aller Investitionen durch Korrelation und Diversifikation (z. B. Technologie-Mix, Länder-Mix und Vintage-Mix) zu optimieren.

Cost of Capital und **WACC** – die Mischung von Eigenkapital der Investoren und Fremdkapitalkosten der Banken – sind die Scharniere zwischen Marktumfeld und Projektbewertung. Sie bestimmen, mit welchem Satz Cashflows abgezinst werden und welche Mindestrendite ein Projekt erwirtschaften muss. Bei Renewables sind sie besonders sensibel, weil ein großer Teil der Kosten am Anfang anfällt. Höhere Zinsen, steigende Baukosten oder höhere Risikoprämien schlagen deshalb direkt auf den Wert des Projekts durch.

CAPM kann helfen, Eigenkapitalkosten theoretisch aus risikofreiem Zins, Marktisikoprämie und Beta abzuleiten und eine IRR-Mindestwerte zu definieren. Bei privaten Infrastrukturinvestments bleibt die Anwendung aber begrenzt auf Utilities oder HoldCo- bzw. Sponsor-Ebene, weil belastbare Betas fehlen und projektspezifische Risiken – Genehmigung, Netzanschluss, Technologie, PPA-Struktur, Länderisiko – häufig stärker wirken als allgemeine Marktschwankungen.

Für Fremdkapitalgeber steht eine andere Frage im Vordergrund: Kann das Projekt seinen Schuldendienst leisten? Hier beginnt die Analyse mit dem Cash Flow Available for Debt Service. Der **CFADS** ist vereinfacht der operative Cashflow, der nach Erlösen, operativen Kosten, Pacht, Versicherungen, Managementkosten und Steuern für Zins und Tilgung zur Verfügung steht. In einem Solar- oder Windpark hängen diese Erlöse vor allem von PPA-Tarif, Marktpreisanteilen, Annual Energy Production, Verfügbarkeit und technischen Verlusten ab. Bei Batteriespeichern wird die Analyse komplexer, weil Erlöse meist aus mehreren Quellen stammen: Arbitrage, Kapazitätsmechanismen, Systemdienstleistungen oder Tolling-Strukturen. Bei Wasserstoffprojekten kommen zusätzlich Abnahme-, Transport- und Nachfrageunsicherheiten hinzu, aber prinzipiell hängen die Erlöse von den Bedingungen und Tenor des Hydrogen Purchase Agreements ab.

Auf dem CFADS bauen die Debt Cover Ratios auf. Der **DSCR** misst, mit wie viel Puffer der jährliche Schuldendienst durch den verfügbaren Cashflow gedeckt ist. Bei Projekten mit langfristig gesichertem PPA können Banken niedrigere Puffer akzeptieren; bei Merchant-Anteilen, schwächeren Länderratings oder neuen Technologien steigen die Anforderungen deutlich.

LLCR und **PLCR** erweitern die Perspektive. Der **LLCR** betrachtet die Schuldendienstfähigkeit über die Kreditlaufzeit, der **PLCR** über die gesamte Projektlaufzeit. Beide sind wichtig, weil sie zeigen, ob ein Projekt nicht nur im nächsten Jahr, sondern über den relevanten Zeitraum tragfähig ist. Gerade bei Renewables werden diese Kennzahlen häufig zusätzlich auf Basis unterschiedlicher Ertragsszenarien betrachtet, etwa P50, P75 oder P90. So wird sichtbar, ob ein Projekt auch bei konservativer Energieproduktion noch bankfähig bleibt.

Trotzdem ist keine dieser Kennzahlen allein ausreichend. Die Eigenkapital-IRR kann durch Leverage – Hebelwirkung des Fremdkapitals – geschönt werden. NPV hängt stark vom Diskontsatz ab. DSCR sagt viel über Kreditfähigkeit, aber wenig über langfristige Wettbewerbsfähigkeit. WACC ist notwendig, aber nicht das Ergebnis der Bewertung, sondern ein Input. CFADS ist zentral, aber immer nur so belastbar wie die Annahmen, aus denen er entsteht.

ABBILDUNG 2 skizziert die Kernfragen, die für die Auswahl der richtigen Kennzahl je nach Verwendungszweck/Stakeholder relevant sind.

2 Kennzahlenauswahl nach Stakeholder

Stakeholder	Hauptfrage	Kennzahl
Entwickler	Ist das Projekt wettbewerbsfähig?	LCoE (bzw. LCoS, LCoH)
	Ist das Projekt rentabel?	Project IRR
Investor	Schafft das Projekt Wert?	NPV
	Lohnt sich mein Kapitaleinsatz?	Equity IRR
	Wie schnell amortisiert sich das Projekt?	Payback Period
Bank	Wie bankfähig ist das Projekt bzw. welche Cashflows stehen dem Schuldendienst zur Verfügung?	CFADS
	Kann das Darlehen bedient werden – mit welchem Puffer?	DSCR (sowie LLCR und PLCR)
	Wie viel Fremdkapitalkapazität kann das Projekt tragen?	Debt Sizing (basierend auf CFADS und den Mindestanforderungen an DSCR/LLCR) und entsprechend Debt-to-Equity
	Welche Kapitalstruktur ergibt sich daraus?	Debt-to-Equity Ratio

Quelle: eigene Darstellung

Der Entwickler schätzt die Investitionskosten (CapEx), Betriebskosten (OpEx) und die erwartete jährliche Energieproduktion (AEP) und ermittelt daraus den LCoE sowie die Projekt-Cashflows. Aus den Cashflows wird der CFADS abgeleitet.

Die finanzierenden Banken bewerten die Projektrisiken, legen Mindestanforderungen an DSCR, LLCR oder PLCR fest und bestimmen daraus die Fremdkapitalkapazität (Debt Sizing). Auf Basis der resultierenden Kapitalstruktur (Debt-to-Equity) berechnet der Sponsor die Equity IRR. Je höher die tragfähige Fremdfinanzierung, desto stärker der Leverage-Effekt und potenziell die Eigenkapitalrendite.

Der Investor beurteilt schließlich anhand von NPV, Equity IRR und Payback Period, ob das Projekt ausreichend Wert schafft und seinen Renditeanforderungen entspricht.

Levelized Cost of Energy

Wenn eine Kennzahl bei Energiewende-Investments besonders in den Mittelpunkt gehört, dann der Levelized Cost of Energy. Der LCoE misst vereinfacht die diskontierten Gesamtkosten eines Projekts je erzeugter Megawattstunde. In ihm laufen die wichtigsten Werttreiber zusammen: Entwicklungskosten, CapEx, OpEx, Finanzierungskosten, Kapazitätsfaktor, technische Verfügbarkeit, Lebensdauer und Energieproduktion. Damit ist der LCoE keine Renditekennzahl, sondern eine Wettbewerbskennzahl. Genau darin liegt sein Nutzen.

Ein niedriger LCoE zeigt, dass ein Projekt Energie effizient und zu konkurrenzfähigen Kosten bereitstellen kann. Er hilft Entwicklern bei Auktionsgeboten, Investoren beim Vergleich von Technologien und Kreditgebern bei der Einschätzung, ob Erlöse belastbar genug sind, um Fremdkapital zu bedienen. Er macht sichtbar, ob Effizienzgewinne durch größere Turbinen, bessere Solarmodule, geringere O&M-Kosten oder niedrigere Kapitalkosten tatsächlich in wirtschaftliche Stärke übersetzt werden. Bei Batteriespeichersystemen (BESS) tritt an diese Stelle analog der Levelized Cost of Storage, der zusätzlich Lade- und Entladezyklen sowie Strombeschaffungskosten berücksichtigt.

Der LCoE hat aber klare Grenzen. Er ist nicht automatisch der Verkaufspreis, nicht die Equity IRR und nicht der NPV. Zudem muss bei hoher Durchdringung erneuerbarer Energien zwischen Asset-LCoE und Systemkosten unterschieden werden. Ein Solarpark kann auf Projektebene sehr günstig Strom erzeugen; wenn mittags jedoch regelmäßig negative Preise auftreten oder Netze überlastet sind, entscheidet erst die Kombination aus Speicher, Abnahmevertrag, Vermarktung und Netzanschluss über den tatsächlichen Wert. Gerade deshalb ist der LCoE so nützlich: Er zwingt Investoren, die ökonomische Basis eines Projekts zu verstehen, bevor sie Renditezahlen interpretieren.

Investitionsfenster bis 2030

Das Jahr 2030 ist kein willkürliches Datum, sondern der nächste große Meilenstein der europäischen Klima- und Energiepolitik. Der Europäische Green Deal, Fit for 55, REPowerEU, die Taxonomie, CSRD, SFDR und weitere Regelwerke haben Investitionsprioritäten gesetzt, Finanzierungskanäle geöffnet und Anforderungen an Transparenz und Nachhaltigkeit erhöht. Gleichzeitig wachsen die Engpässe: Netzanschlusswarteschlangen werden länger, Genehmigungen bleiben anspruchsvoll, Lieferketten sind konzentriert, und bei neuen Technologien zwingt der Design Freeze und zahlreiche Studien zu frühen Entscheidungen. Vier Faktoren sprechen dafür, das Fenster diszipliniert zu nutzen.

- ▶ Erstens ist die Wettbewerbsfähigkeit reifer Technologien erreicht. Solar und Onshore-Wind tragen sich in vielen Märkten zunehmend aus eigener Kraft.
- ▶ Zweitens entsteht mit Repowering eine planbare Pipeline an etablierten Standorten, sobald Beschleunigungsmechanismen für die Genehmigungsprozesse aktiviert sind.
- ▶ Drittens treiben BESS für die Netzflexibilität und die Elektrifizierung der Mobilität, des Industriebedarfs sowie der Wärme und Rechenzentren die langfristige Stromnachfrage.
- ▶ Viertens sind De-Risking-Instrumente – von CfD-Auktionen über Förderung und Garantien bis zu Blended-Finance-Strukturen – für innovative Energiewendetechnologien wie PtX oder Industriedekarbonisierung ausgereifter als noch vor wenigen Jahren.

Zugleich bleibt Selektivität entscheidend. Die Inflation nach der Pandemie hat gezeigt, wie schnell CapEx, Lieferketten und Finanzierungskosten ein Projekt kippen können. Das erhöhte Zinsniveau wirkt unmittelbar auf WACC, LCoE, NPV und Debt-Cover-Ratios. Inklusion von Merchanterlöse wie etwa im BESS-Bereich können attraktiv sein, erhöhen aber die Anforderungen an Eigenkapital und Risikopuffer. Neue Technologien können Effizienzsprünge ermöglichen, verlangen aber strengere Szenarioanalysen.

Energiewende-Investments bleiben damit ein strukturelles Wachstumsfeld für institutionelles Kapital. Aber sie sind nicht schon deshalb gute Investments, weil sie grün sind. Entscheidend ist, ob ein Projekt wettbewerbsfähig, bankfähig und über seine Laufzeit robust steuerbar ist. NPV, IRR, WACC, CFADS und Debt Cover Ratios bleiben unverzichtbar. Im Zentrum der Analyse sollte jedoch der LCoE stehen, weil er die technische, operative und finanzielle Qualität eines Erneuerbaren-Projekts in einer einzigen Vergleichsgröße bündelt.

Mittlerweile werden zunehmend Kennzahlen wie der LCoH (Levelized Cost of Hydrogen) für Wasserstoffprojekte, der LCoS (Levelized Cost of Storage) für Batteriespeicherprojekte oder der LFC (Levelized Firming Cost) für Projekte herangezogen, die neben den Erzeugungskosten auch die Systemkosten berücksichtigen. Denn eine niedrige LCoE allein macht Projekte nicht bankfähig, wenn die an zukünftige Erlöse und Cashflows gebundenen komplexen Verträge nicht solide genug und die Preisrisiken nicht gut balanciert sind.

Wer diese Zahl versteht – und sie mit den richtigen Cashflow-, Risiko- und Finanzierungs-kennzahlen verbindet –, erhöht die Chance, dass aus einem Energiewende-Asset auch ein tragfähiges institutionelles Investment wird.

Weiterführende Informationen: Farid Mohamadi, Introduction to Project Finance in Renewable Energy Infrastructure: Sustainable Finance and Investing for a Just Energy Transition to a Low-Carbon Economy, 2nd Edition, Springer, 2026 ISBN 978-3-032-14376-1 | ISBN 978-3-032-14377-8 (eBook)

Absolut|private

Kommentare

DR. SOFIA HARRSCHAR | IDI/PALLADIO

CHRIS TWOMEY | SOSTENEO INFRASTRUCTURE PARTNERS

Fachbeiträge

real estate

Investmentkriterien im Immobiliensektor: Energie statt Lage
MARKUS SCHMIDT | IntReal

Zur Bedeutung erfahrungsbasierter Evidenz in der Kreditrisikoanalyse

DR. RUPRECHT HELLAUER | Albulus Advisors Germany

DR. BENEDIKT KIESL | Ilias Capital

Von Legal Tech zu Deep Legal KI bei Immobilientransaktionen

DR. STEFAN KUCERA | KUCERA Rechtsanwälte/KuCept Solutions

infrastructure

Kennzahlen zur Bewertung von Investments in die Energiewende

FARID MOHAMADI | KGAL

private equity

Investments in Life-Sciences-Innovationen

OLIVIER LITZKA, PHD | Andera Partners

private debt

Aktives Kreditmonitoring von Private-Debt-Investments

MARC MEILI und RAPHAEL WANDELER | Independent Credit View

private markets

Informationsgehalt von Kreditpreisen für Aktienrenditen

PROF. DR. THOMAS MÄHLMANN und IVO RECK | KU Eichstätt-Ingolstadt

Absolut|private

Private-Market-Investments
für institutionelle Investoren

August 2026 ISSN 2702-2652

Q3 2026

real estate
infrastructure
private debt
private equity

Wissens-
publikation

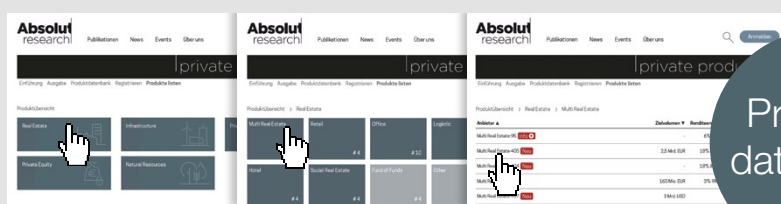


Jetzt kostenlos anfordern!

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