

Regulierung als Bewertungsfaktor im Wandel:

Legal Due Diligence bei Speicher- und Erneuerbare-Energien-Projekten

Joachim Grittmann, Pascal Wagenführ & Maxim Glusdak, Latham & Watkins

1. Einleitung

Die Energiewende bietet über den Zubau erneuerbarer Energien und Batteriespeicher eine attraktive Investitionsmöglichkeit für privates Kapital. Investitionen in diesem Sektor erfordern ein umfassendes Verständnis des komplexen regulatorischen Umfeldes, dem insbesondere Solar und Onshore-Wind (EE-Projekte) sowie Batteriespeicher (BESS-Projekte) unterliegen. Eine sorgfältige, interdisziplinäre Due Diligence bei Investitionen in diese Assets ist mehr als ein standardisiertes Tick-the-Box-Erfordernis. Sie bildet vielmehr einen integralen Bestandteil einer fundierten Investitionsentscheidung und die Grundlage für eine sachgerechte Risikoallokation in den Transaktionsdokumenten. Dabei befindet sich das regulatorische Umfeld seit über zwei Jahrzehnten in einem bemerkenswert dynamischen Wandel.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist ein anschauliches Beispiel: Seit seinem Inkrafttreten im Jahr 2000 hat der Gesetzgeber sieben Fassungen vorgelegt, und mit dem jüngsten Gesetzesentwurf für das EEG 2027 vom 29. Juli 2026 befindet sich bereits die nächste Reform im Gesetzgebungsverfahren. Parallel dazu nimmt die Bundesnetzagentur als unabhängige Aufsichtsbehörde für die Energiewirtschaft eine zentrale Rolle ein. Ihre Stellung wurde durch ein Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2. September 2021 (C-718/18) grundlegend gestärkt. Der EuGH stellte fest, dass Deutschland gegen Unionsrecht verstoßen hat, indem die Bundesregierung durch Rechtsverordnungen die Entscheidungsspielräume der Bundesnetzagentur in unzulässiger Weise einschränkte. Aus dem Urteil folgt, dass der

Bundesnetzagentur die Zuständigkeit für bestimmte Regulierungsaufgaben zusteht und sie ihre Befugnisse durch eigene Festlegungen ausüben können muss. Im Ergebnis hat sie damit umfangreiche Befugnisse, durch Festlegungen das energiewirtschaftliche Marktdesign in Deutschland zu gestalten. Der von der Bundesnetzagentur seit 2021 angestoßene Gestaltungsprozess ist weitreichend und bislang noch nicht abgeschlossen. Jüngstes Beispiel ist der vielbeachtete Entwurf zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes).

Der Beitrag geht der Frage nach, welche wesentlichen regulatorischen Fragen ein Käufer adressieren muss, um ein belastbares Bild des Investitionsgegenstands zu gewinnen.

2. Regulatorische Due Diligence

Das Ziel der regulatorischen Due Diligence im Zusammenhang mit EE-/BESS-Projekten ist es, eine belastbare Aussage über die für das Projekt erforderlichen Genehmigungen, Vereinbarungen und sonstigen regulatorischen Vorgaben und Einschränkungen zu ermitteln und den Status des Projekts daraufhin zu bewerten. Dies schließt eine gegebenenfalls anwendbare Förderung ebenso ein. Die zu betrachtenden Themen sollten den gesamten Lebenszyklus eines Projekts erfassen – von der Antragstellung für eine Genehmigung über die Planung und Errichtung und den Betrieb der Anlage bis hin zu Pflichten bei der Modernisierung der Anlagen (Repowering) oder der Beendigung des Projekts.

2.1 Gesetzlicher Rahmen und Umfang der regulatorischen Due Diligence

Der gesetzliche Rahmen ist neben den energiewirtschaftsrechtlichen Grundlagen – insbesondere EEG, EnWG, StromNEV und StromNZV – durch das öffentliche Baurecht und, für immissionsschutzrechtlich relevante Anlagen, insbesondere Windenergieanlagen mit einer Höhe von über 50 Metern, durch das Immissionsschutzrecht geprägt. Eine wichtige Rolle spielt zudem das Bauplanungsrecht für die baurechtliche Zulassung des Projekts, beispielsweise das Vorliegen eines sogenannten vorhabenbezogenen Bebauungsplans oder eines gesetzlichen Privilegierungstatbestands für EE-Anlagen und BESS, die – sofern ihre Voraussetzungen vorliegen – nach den Regelungen des Baugesetzbuches eine Bebauung im Außenbereich gestatten. Liegt ein vorhabenbezogener Bebauungsplan vor, sollte der entsprechende städtebauliche Vertrag mit der Gemeinde auf Risiken hin beurteilt werden, zum Beispiel mit Blick auf Rechtsnachfolgeklauseln. Insbesondere wenn das Projektgrundstück von einer Gemeinde erworben oder verpachtet wurde, kann Beihilferecht in die Analyse einzubeziehen sein.

2.2 Baureife

Regelmäßig beziehen sich Transaktionen auf Projekte im Entwicklungsstadium oder auf Projektportfolios, die jedenfalls teilweise aus Entwicklungsprojekten bestehen. Diese Entwicklungsprojekte befinden sich oft noch im Stadium vor der Baureife und sind daher noch nicht ready-to-build (RTB-Status). Üblicherweise stellt der RTB-Status zentral auf den Meilensteindreiklang Sicherung des Grundstücks, Genehmigung und Netzanschluss ab.

Aufgrund der De-Risking-Funktion des RTB-Status ist dieser in Transaktionen regelmäßig ein zentraler vertraglicher Meilenstein und wesentliche Voraussetzung für eine Fremdfinanzierung des Projekts. Projektentwickler veräußern Projekte oft bereits vor dem Erreichen des RTB-Status in Form eines Forward Deals, zu einem Kaufpreis, der sich bereits an der bei Erreichung des RTB-Status erwarteten Bewertung orientiert. Die konkrete Ausgestaltung des RTB-Status ist Gegenstand und Ergebnis der Vertragsverhandlungen und kann sich von Fall zu Fall unterscheiden.

Aus regulatorischer Sicht sind für den RTB-Status regelmäßig die erforderliche Bau- oder Immissionsschutzgenehmigung und die Sicherung des Anschlusses an das Netz des verantwortlichen Netzbetreibers zentral. Die regulatorische Due Diligence muss dabei vor allem klären, ob Genehmigungen erforderlich sind und bereits erteilt wurden. Hieran schließt sich die Analyse an, ob die Genehmigungen durch Dritte angegriffen werden können, das heißt zu welchem Zeitpunkt die Genehmigungen bestandskräftig werden. Entscheidend ist hierbei die Prü-

fung, ob die Genehmigung auch Dritten gegenüber ordnungsgemäß bekannt gegeben wurde, denn erst dann beginnt die Frist für die Einlegung von Rechtsbehelfen.

Die Bekanntgabe einer Projektgenehmigung erfolgt in Fällen, in denen auch Dritten gegenüber konkret bekannt gegeben werden muss, grundsätzlich mittels direkter Zustellung an diese durch die Genehmigungsbehörde. Die Genehmigung kann unter bestimmten Voraussetzungen neben oder anstelle der individuellen Zustellung öffentlich bekanntgemacht werden, was sich insbesondere bei Anlagen, die nach dem Immissionsschutzgesetz genehmigt werden, in der Praxis durchaus etabliert hat. Im Fall der öffentlichen Bekanntmachung beginnt die Rechtsbehelfsfrist für alle potenziell von dem Projekt Betroffenen gleichzeitig. Unter bestimmten Voraussetzungen ist die öffentliche Bekanntmachung auch zulässig, wenn eine Anlage nur im Baugenehmigungsverfahren genehmigt wird. Hier ist eine detaillierte Prüfung der – teils voneinander abweichenden – Vorschriften der Bauordnungen der Länder geboten.

Je nach Risikoverteilung verzichten die Parteien im Innenverhältnis auf den Eintritt der gesetzlichen Bestandskraft oder vereinbaren an ihrer Stelle, dass es genügt, wenn der Verkäufer die Genehmigung an die Nachbarn übermittelt hat und innerhalb von drei bis sechs Monaten keine Widersprüche oder Klagen erhoben werden.

2.3 Gestaltungsmöglichkeiten bei fehlendem RTB-Status

Stellt der Käufer im Rahmen der Due Diligence fest, dass die erwartete Projektreife, üblicherweise der RTB-Status, noch nicht erreicht ist, sind im Rahmen der Transaktionsdokumentation verschiedene vertragliche Lösungsmöglichkeiten denkbar:

Bei Projektportfolios wird der Käufer regelmäßig auf Basis des Entwicklungsstadiums den Kaufpreis anpassen. Insbesondere bei Einzelprojekten werden von Käufern teilweise Vollzugsbedingungen gefordert, wonach der Übergang des Projekts vom Erreichen des Entwicklungsstandes abhängt. Diese Lösung stellt Verkäufer immer wieder vor Herausforderungen, da die Projektverantwortung damit letztlich doch bis zum vereinbarten Meilenstein bei ihnen verbleibt. Einen Kompromiss bieten häufig sogenannte Earn-out-Strukturen, bei denen ein wesentlicher Teil der Vergütung auf den vertraglich festgelegten Earn-out-beziehungsweise RTB-Status verteilt wird.

Bei Portfoliofinanzierungen kann vorgesehen werden, dass der Kapitalabruf (Drawdown) für die einzelnen Projekte erst erfolgen darf, wenn auf Grundlage einer separaten Due Diligence bestätigt werden kann, dass das jeweilige Projekt den vertraglich festgelegten RTB-Status erreicht hat.

3. Der energieregulatorische Rahmen

Ein weiteres Ziel der regulatorischen Due Diligence ist die Bewertung der regulatorischen Rahmenbedingungen, die sich unmittelbar auf die Kosten- und Ertragsseite eines EE- oder BESS-Projekts auswirken.

Im Mittelpunkt steht dabei das anwendbare, energierechtlich geprägte Vergütungs- und Förderregime. In Zeiten gesetzgeberischer Dynamik im EEG kann es etwa maßgeblich darauf ankommen, ob das EE-Projekt bereits einen Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung (§§ 36 ff. EEG) erhalten hat oder ob eine Teilnahme noch bevorsteht. Nach dem Kabinettsentwurf zum EEG 2027 gewinnt zudem die Frage an Bedeutung, ob und ab wann neue Anlagen dem neuen Förderregime mit zweiseitigen Differenzverträgen (Contracts for Difference, CfD) unterfallen. Für die Bewertung sind deshalb nicht nur Förderhöhe und -dauer, sondern auch mögliche Rückzahlungsmechanismen unter dem neuen CfD-Regime bei hohen Marktpreisen und die Übergangsregeln für bereits bezuschlagte oder weit entwickelte Projekte zu prüfen.

Von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung sind ferner die Bedingungen des Netzanschlusses. Bei BESS-Projekten betrifft dies insbesondere die zugesagte Anschlusskapazität sowie mögliche Einspeisebeschränkungen, insbesondere sogenannte Ramp-up-Vorgaben, beziehungsweise ein verzögerter Hochlauf der Einspeisekapazität, wonach BESS ihre Einspeiseleistung nur begrenzt schnell erhöhen oder reduzieren dürfen. Dies dient der Vermeidung von Systemungleichgewichten, kann die Teilnahme an bestimmten Märkten für das relevante BESS-Projekt aber unter Umständen erheblich einschränken. Für EE-Anlagen werden künftig vergleichbare Beschränkungen relevant: Der Gesetzentwurf vom 29. Juli 2026 zum sogenannten Netzanschlusspaket sieht vor, dass Übertragungsnetzbetreiber bei erwarteten Kapazitätsmängeln den Netzanschluss vom Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig machen können, sofern die Bundesnetzagentur dies genehmigt hat. Dies kann auch für EE-Anlagen zu zeitlich begrenzten Einspeisebeschränkungen führen.

Anders als EE-Anlagen, die nach § 8 EEG einen vorrangigen Anschlussanspruch genießen, steht BESS-Betreibern nur der allgemeine Netzanschlussanspruch nach § 17 Abs. 1 Satz 1 EnWG zu. Zudem dürfen Netzbetreiber bei BESS-Projekten Baukostenzuschüsse erheben, um die zum Netzanschluss erforderlichen Netzausbaukosten zu decken. Investoren interessiert dabei in der Due Diligence regelmäßig auch, bis zu welchem Projektentwicklungsstadium ein bereits geleisteter Baukostenzuschuss erstattet wird, sollte das Projekt nicht realisiert werden. Für EE-Anlagen wird die Erhebung von Baukostenzuschüssen nach dem Gesetzentwurf zum EEG 2027 (§ 17 Satz 2 EEG-E) künftig ebenfalls möglich sein, sofern die Bundesnetzagentur eine entsprechende Festlegung trifft.

Schließlich sind etwaige Betriebseinschränkungen und Entschädigungsansprüche im Falle von Redispatch-Maßnah-

men, das heißt steuernde Eingriffe von Netzbetreibern in die Leistung von Erzeugungsanlagen, oder in Zeiten negativer Strompreise zu bewerten.

Es ist auch zu prüfen, welche Pflichten den Anlagenbetreiber bei Beendigung des Projekts treffen und welche Vorgaben gelten, wenn eine alte Anlage modernisiert oder ganz oder zum Teil durch eine neue Anlage ersetzt wird (Repowering), insbesondere ob die jeweilige Genehmigung und der Netzanschluss (unverändert) weiter genutzt werden können. Bei EE-Anlagen, die immissionsschutzrechtlich genehmigt werden, insbesondere Windenergieanlagen, finden beispielsweise besondere Regelungen Anwendung, die mit Verfahrenserleichterungen und einem reduzierten Überprüfungsmaßstab einhergehen.

3.1 Risikoallokation in den Transaktionsdokumenten

Ein Teil der vorgenannten Fragestellungen betrifft den zwingenden gesetzlichen Rahmen der Projektwirtschaftlichkeit insgesamt und lässt sich nicht vollständig durch vertragliche Regelungen zwischen Verkäufer und Investor abbilden. Soweit eine vertragliche Steuerung möglich ist, bestehen verschiedene Gestaltungsansätze zur Allokation dieser Risiken zwischen den Parteien.

Eine MW-basierte Vergütungsstruktur vermag etwa dem Risiko Rechnung zu tragen, dass die volle geplante Kapazität nicht realisiert werden kann. Dabei werden üblicherweise möglichst konkret Kapazitätsreduzierungen aufgrund baulicher oder genehmigungsrechtlicher Gegebenheiten sowie – bei BESS-Projekten – Einschränkungen durch den Netzbetreiber als Auslöser definiert. EEG-Zuschlag und Förderung sind in der Regel Gegenstand von Garantien. Für BESS-Projekte finden sich im Markt aktuell bereits Forderungen von Investoren nach Kaufpreisanpassungsmechanismen, nach denen der Verkäufer Einspeisebeschränkungen wirtschaftlich jedenfalls teilweise mitträgt.

3.2 Netzanschluss

Für EE-Anlagen gewährt § 8 EEG einen gesetzlichen Anschlussanspruch, wonach Netzbetreiber verpflichtet sind, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Die Kosten des Netzanschlusses einschließlich der Messeinrichtungen trägt dabei der Anlagenbetreiber.

Im Rahmen der Due Diligence ist zu prüfen, ob der Netzbetreiber seinen Pflichten aus § 8 EEG nachkommt und insbesondere ob Verzögerungen beim Netzanschluss vorliegen oder zu erwarten sind. Dies ist umso wichtiger, weil ein Schadensersatzanspruch gegen den Netzbetreiber aufgrund von Verzögerungen beim Netzanschluss häufig schwer zu begründen ist, da der Anspruch aus § 8 EEG nicht auf einen konkreten Realisierungszeitpunkt gerichtet ist.

Anders als nach § 8 EEG privilegierte EE-Projekte profitieren BESS-Projekte nicht von einem gesetzlichen Anschlusszwang. Der Netzanschluss richtet sich vielmehr nach den allgemeinen Vorgaben des EnWG, sodass die Sicherheit des Netzanschlusses für den Investor von herausgehobener Bedeutung ist; dies ist in den Transaktionsdokumenten entsprechend abzubilden.

Besondere Aufmerksamkeit ist auf die Wirksamkeit der Netzanschlusszusage zu richten: Diese kann ihre Wirkung verlieren, wenn der Netzanschlussvertrag zwar unterzeichnet wird, der Baukostenzuschuss jedoch nicht innerhalb der vertraglich vorgesehenen Frist geleistet wird. In dieser Hinsicht sind regelmäßig Kontroll- beziehungsweise Schutzmechanismen zu etablieren. Einerseits ist etwa für den Fall Vorsorge zu treffen, dass der Netzanschlussvertrag nicht zustande kommt – wofür eine Earn-out-Struktur, Vollzugsbedingung oder ein vertragliches Rücktrittsrecht erwogen werden können. Andererseits muss gewährleistet sein, dass die Konditionen des Netzanschlussvertrages den Erwartungen des Investors entsprechen und er nicht faktisch in eine Zahlungspflicht hinsichtlich des Baukostenzuschusses gedrängt wird, um das Projekt nicht zu gefährden. Auch hierfür bieten sich die entsprechenden Mechanismen an, wie auch die vorgenannte Forderung von Investoren nach Kaufpreisanpassungsmechanismen, die den Verkäufer wirtschaftlich am Risiko von Einspeisebeschränkungen beteiligen.

4. Energieregulierungsrecht als Moving Target

Die jüngsten Kabinettsentwürfe zum EEG 2027 und zum Netzpaket (mit Stand Ende August 2026) verdeutlichen, dass regulatorische Vorgaben selbst bei geplanten Übergangsregelungen in der Regel bereits vor ihrem Inkrafttreten bewertungsrelevant sind. Für derzeitige Projektkalkulationen sind unter anderem folgende beabsichtigte Änderungen wesentlich:

- Netzgebiete, in denen mehr als 5% der angeschlossenen Anlagenleistung abgeregelt wurden, können nach der Vorstellung des Gesetzgebers künftig für bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden. In solchen Gebieten besteht dann der Anspruch auf privilegierten Netzanschluss nicht mehr unbegrenzt, vielmehr ist ein Entschädigungsverzicht von maximal 20% des gesamten, in einem Jahr durch die Anlage erzeugten Stroms im Netzanschlussvertrag zu vereinbaren.
- Der Anspruch auf Netzanschluss besteht künftig zudem nicht mehr auf die maximale Erzeugungsleistung, sondern nur noch unter Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung (systemdienlicher Netzanschluss): Im Falle des Anschlusses einer Windenergieanlage an Land ist die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 280 Watt je m² der vom Rotor der Windenergieanlage überstrichenen Fläche begrenzt.

- Hinzu kommen Änderungen des Referenzertragsmodells für Windenergieanlagen, namentlich beim sogenannten Güte- und Korrekturfaktor, die standortabhängig die Förderhöhe und damit den erwarteten Ertrag verändern können.
- Die vorgesehene Möglichkeit, auch von Betreibern von EE-Anlagen Baukostenzuschüsse zu erheben, erhöht den anfänglichen Finanzierungsbedarf und macht Rückzahlungsregelungen bei einer Nichtrealisierung des Projekts zu einem eigenständigen Prüfungspunkt.
- Zugleich soll bei der Vergabe knapper Netzanschlusskapazitäten vom reinen, in der Praxis bisher etablierten Windhundprinzip Abstand genommen werden. Auswahlkriterien, Verfahrensdauer und der Reifegrad des Projekts gewinnen dadurch für Zeitplan und Realisierungswahrscheinlichkeit an Bedeutung.
- Auf der Erlösseite kann die Einführung zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference) die Chancen aus hohen Marktpreisen begrenzen und Rückzahlungsverpflichtungen auslösen.
- Schließlich können Eingriffe in die Flächenkosten – wie der geplante Pachtdeckel – bestehende Kalkulations- und Vertragsgrundlagen berühren.

Da es sich insoweit noch um ein laufendes Gesetzgebungsverfahren handelt, sind Änderungen und Übergangsregelungen als eigenständige Szenarien zu berücksichtigen.

Der mit dem EEG 2027 geplante Pachtdeckel ist ein Musterbeispiel für die Dynamik: Eine kurzfristig in das Gesetzgebungsverfahren eingeführte Begrenzung von Pachtzahlungen verändert die Kalkulationsgrundlagen laufender und künftiger Projekte. Sie stellt Grundstückseigentümer und Projektbetreiber vor erhebliche Unsicherheiten, kann die Flächensicherung und bestehende Vertragsmodelle beeinträchtigen und führt damit zu zusätzlichen Entwicklungs-, Termin- und Wirtschaftlichkeitsrisiken.

Bei der Bewertung von Projekten im energieregulatorischen Umfeld sollte die Due Diligence die grundlegende Frage beantworten, welche Gesetzeslage als maßgeblich für die Kaufpreisermittlung heranzuziehen ist: die zum Zeitpunkt der Due Diligence geltende Rechtslage, die bei Signing erwartbare Rechtslage, die bei Closing voraussichtlich geltende Rechtslage oder ein anderer Referenzzeitpunkt. Zudem sollte dargestellt werden, sofern absehbar, ob der aktuelle regulatorische Rahmen zu diesem Zeitpunkt voraussichtlich noch gilt beziehungsweise wann mit Inkrafttreten der Änderungen zu rechnen ist und inwieweit Vertrauensschutz beansprucht werden kann.

Soweit zum Zeitpunkt der Transaktion bereits bekannte regulatorische Risiken bestehen, etwa absehbare Gesetzesänderungen oder Beschlüsse der Bundesnetzagen-

tur, können Kaufpreisanpassungen vereinbart werden. Die Anpassung spiegelt dabei das Risiko wider, dass das Projekt unter die künftige, gegebenenfalls nachteiligere, Rechtslage fällt. Ein Beispiel hierfür ist die derzeit noch nicht erlassene sogenannte AgNes-Festlegung, deren Inkrafttreten Auswirkungen auf laufende Projekte haben wird. Die Bundesnetzagentur hat am 6. August 2026 den Festlegungsentwurf zu AgNes veröffentlicht, der die bisherige Stromnetzentgeltverordnung ab dem 1. Januar 2029 ersetzen soll. Der Entwurf sieht vor, dass Stromspeicher künftig erstmals an der Netzfinanzierung beteiligt werden und einen moderaten Kapazitätspreis entrichten.

Für die Due Diligence von BESS-Projekten ist die Vertrauensschutzregelung von zentraler Bedeutung: Die bestehende zwanzigjährige Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG soll nur für solche Projekte fortgelten, bei denen (i) die finale Investitionsentscheidung (FID) vor Inkrafttreten der AgNes-Festlegung dokumentiert wurde und (ii) die Inbetriebnahme bis zum 4. August 2029 erfolgt. Auf das zuvor diskutierte Erfordernis einer verbindlichen Netzanschlusszusage als Voraussetzung für den Vertrauensschutz hat die Bundesnetzagentur im Festlegungsentwurf verzichtet.

Für Investoren, die Speicherprojekte in einem frühen Entwicklungsstadium erwerben, ergibt sich damit ein konkreter regulatorischer Cut-off, der unmittelbar in die Kaufpreisbewertung einfließen muss: Wird die Inbetriebnahme bis zum Stichtag verfehlt, entfällt ein wesentlicher wirtschaftlicher Vorteil des Projekts.

Für den Fall, dass künftige regulatorische Änderungen zum Transaktionszeitpunkt nicht vorhersehbar sind, bieten sich Regulatory-Change-Klauseln, die den Parteien bei wesentlichen Gesetzesänderungen bestimmte Anpassungsrechte einräumen, sowie MAC-Klauseln (Material Adverse Change) mit einem spezifischen regulatorischen Element. Solche Klauseln können beispielsweise eine Vollzugsbedingung, ein Rücktrittsrecht oder eine Kaufpreisanpassung vorsehen, falls zwischen Signing und Closing wesentliche regulatorische Verschlechterungen eintreten, die die Wirtschaftlichkeit des Projekts erheblich beeinträchtigen. In der Praxis sind diese Klauseln aber kaum handhabbar und stehen gegenüber konkreten Long-Stop-Dates zur Sicherstellung der Anwendbarkeit des aktuellen regulatorischen Rahmens regelmäßig zurück.

5. Fazit

Regulatorische Due Diligence ist bei Erwerb und Finanzierung von EE- und BESS-Projekten kein bloßes Tick-the-Box-Erfordernis, sondern ein zentraler Bestandteil der Investitionsentscheidung. Ihr Kern sollte eine Mischung aus (a) einer Bestands- beziehungsweise Momentaufnahme, (b) einem Blick auf den Lebenszyklus und darüber hinaus und (c) absehbaren regulatorischen Änderungen sein. Erforderlich ist eine meilensteinorientierte Betrachtung des

Projekts: Welche regulatorischen Voraussetzungen müssen für Baureife, Netzanschluss, Förderfähigkeit, Inbetriebnahme und dauerhaften Betrieb erfüllt sein, wann müssen sie vorliegen und welche wirtschaftlichen Folgen hat eine Verzögerung oder Nichterfüllung? Auf diese Weise werden Abhängigkeiten sichtbar, die bei einer rein dokumentenbezogenen Prüfung leicht übersehen werden.

Für die Bewertung empfiehlt sich eine Szenarioanalyse, die regulatorische und wirtschaftliche Annahmen miteinander verknüpft. Neben einem Base Case sollten jedenfalls ein Downside Case für verzögerten Netzanschluss, geringere Anschlussleistung, zusätzliche Baukostenzuschüsse oder nachteilige Förderbedingungen sowie ein Upside Case abgebildet werden. Ein gesonderter Regulatory Risk Report kann diese Ergebnisse bündeln und zugleich kenntlich machen, welche Annahmen auf geltendem Recht beruhen, welche aus bereits veröffentlichten Entwürfen folgen und welche lediglich mögliche weitere Entwicklungen darstellen.

Die Ergebnisse müssen sodann wirtschaftlich bewertet und entsprechend in der Einigung der Parteien und der Transaktionsdokumentation reflektiert werden. Garantien, MAC-Klauseln, Vollzugsbedingungen, Kaufpreiseinbehalte, Earn-out-Mechanismen, Long-Stop-Dates und eindeutig definierte Kaufpreisanpassungstatbestände bieten hierfür eine Vielzahl von Möglichkeiten einer maßgeschneiderten Allokation zwischen den Parteien.

Nach dem Erwerb sollte das regulatorische Monitoring fortgeführt werden, weil sich Risiken nicht mit Abschluss der Due Diligence erledigen. Gerade bei langen Entwicklungs- und Betriebszeiträumen können spätere Änderungen die ursprüngliche Investitionsrechnung erneut verändern.

Joachim Grittmann

ist Partner bei Latham & Watkins in Frankfurt. Er berät ein breites Spektrum öffentlicher und privater Mandanten in sämtlichen Bereichen des öffentlichen Rechts, mit Schwerpunkt auf regulierten Industrien und Infrastrukturregulierung. Über besondere Expertise verfügt er unter anderem hinsichtlich der Regulierung von Energieinfrastrukturen sowie aller weiteren Aspekte des Energierechts.



Pascal Wagenführ

ist Associate bei Latham & Watkins in Frankfurt. Er berät umfassend zu nationalen und internationalen Energie- und Infrastrukturinvestments, insbesondere zu Transaktionen und Projektentwicklungen mit besonderen Schwerpunkten auf erneuerbaren Energien, Batteriespeichern sowie digitaler Infrastruktur.



Maxim Glusdak

ist Associate im Frankfurter Büro von Latham & Watkins und im Verwaltungs- und Regulierungsrecht tätig.

