

**RISIKEN BEI INVESTITIONEN
IN ENERGIE-PROJEKTE
STROM, WÄRME, SPEICHER**

POELLATH INFRASTRUCTURE
BERLIN, 24. MÄRZ 2026

DR. MAX PEIFFER



RISIKEN BEI INVESTITIONEN IN ENERGIE-PROJEKTEN

PANELISTEN

Jens Hörmann

Rechtsanwalt, Partner
POELLATH München

Oliver Günzel

Senior Investment
Manager
Infrastructure Equity
Investments at Talanx
Group - Ampega Asset
Management

Alexander Pfefferler

Rechtsanwalt, Counsel
POELLATH München

POELLATH +

A

Neuer Investitionsrahmen Erneuerbare Energien ab 2027:
Veränderte Investitionsrisiken

B

Projektrisiken und Investitionsrisiken:
Strategien für Investoren

C

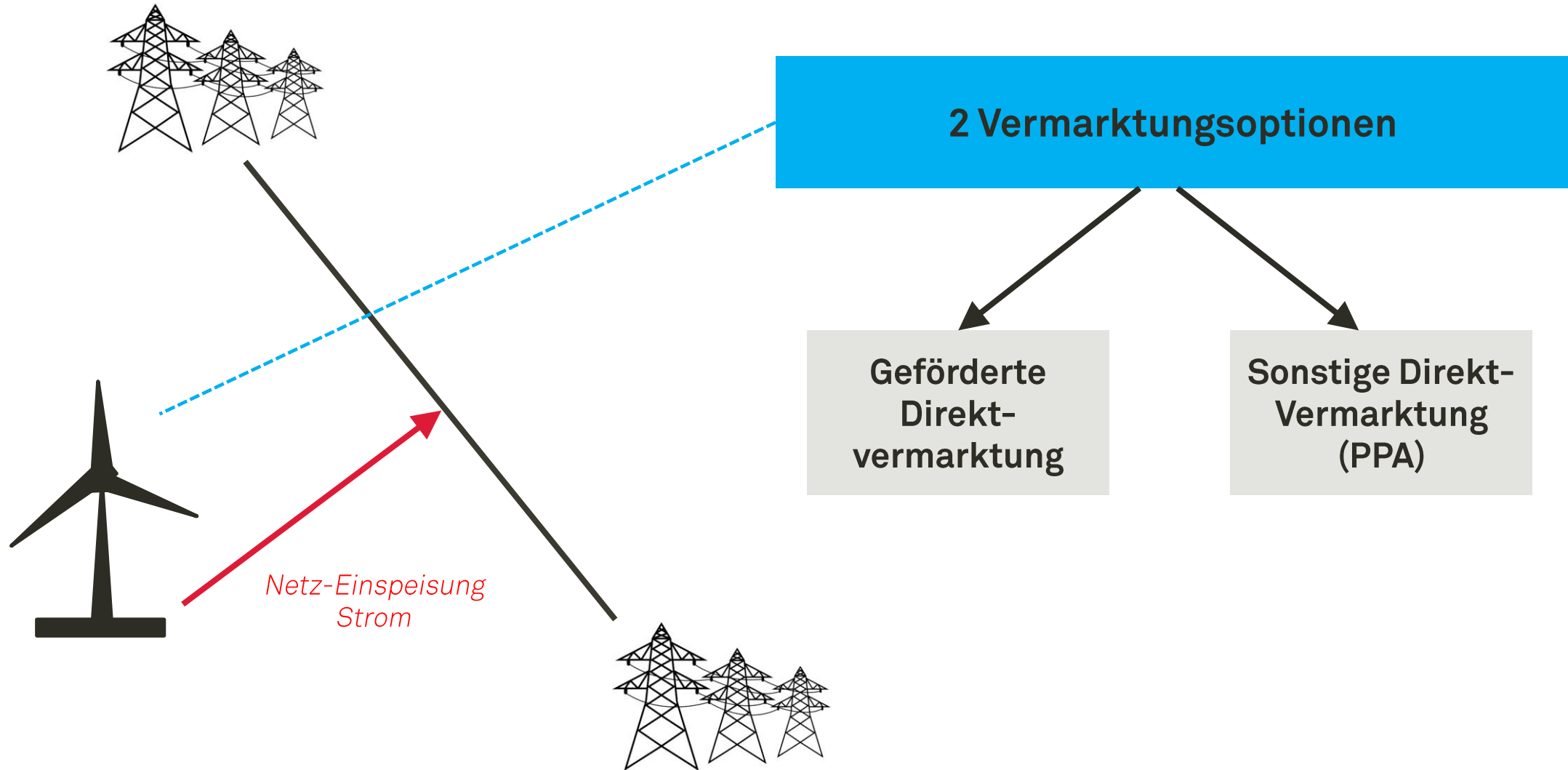
„Netzanschlusspaket“: Veränderte Projektrisiken
durch eingeschränkte Netzanschlussansprüche

A. INVESTITIONSRAHMEN
EEG 2027: VERÄNDERTE
RISIKOSTRUKTUR BEI PV-
UND WINDPROJEKTEN



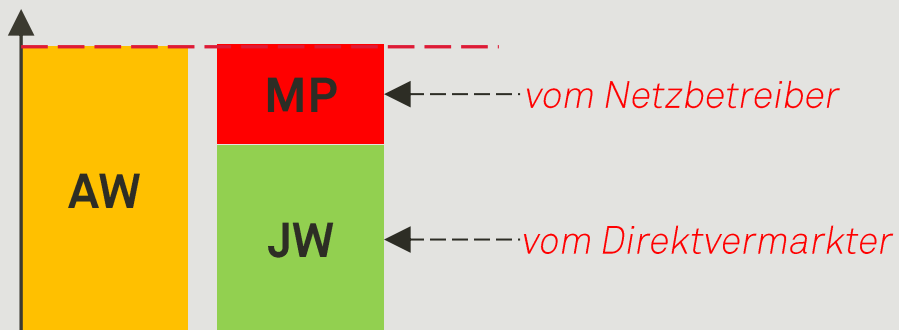
A. INVESTITIONSRAHMEN EEG 2027

AKTUELLER RECHTSRAHMEN



Geförderte Direktvermarktung

- EE-Anlage nimmt an Ausschreibung teil
→ „Anzulegender Wert“ = **AW**
- Strom wird an Direktvermarkter veräußert
→ „Jahresmarktwert“ = **JW**
- Netzbetreiber zahlt Delta zwischen JW and AW
→ „Marktprämie“ = **MP**



Sonstige Vermarktung

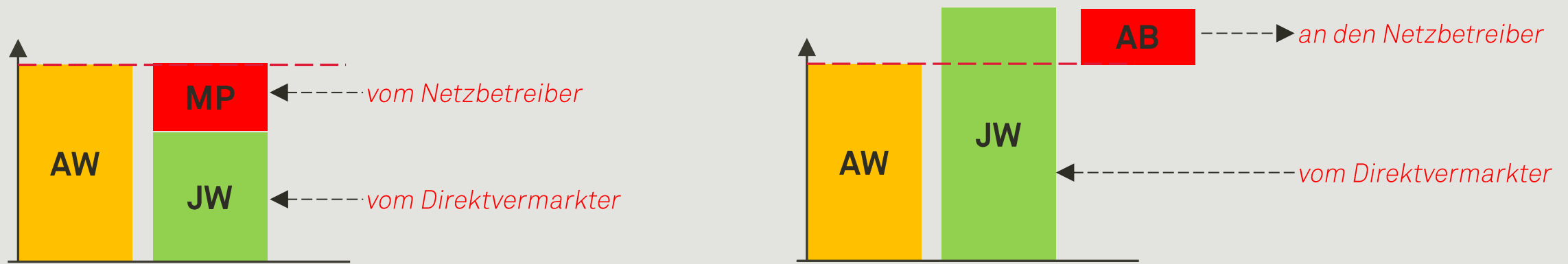
- Strom wird zusammen mit grüner Eigenschaft an Abnehmer vermarktet (**PPA**)
- **Vorteile:**
 - Abnehmer zahlt Preis über AW
 - Auch in Zeiten mit negative Preisen Einnahmen möglich
- **Nachteile:**
 - Laufzeit PPAs meist kürzer als Abschreibung Anlage (3-5 Jahre)
→ Vermarktungs-Risiko bei Anlagenbetreiber
 - Anlagenbetreiber trägt Insolvenzrisiko Stromabnehmer → ggf. nicht bankenfinanzierbar

A. INVESTITIONSRAHMEN EEG 2027

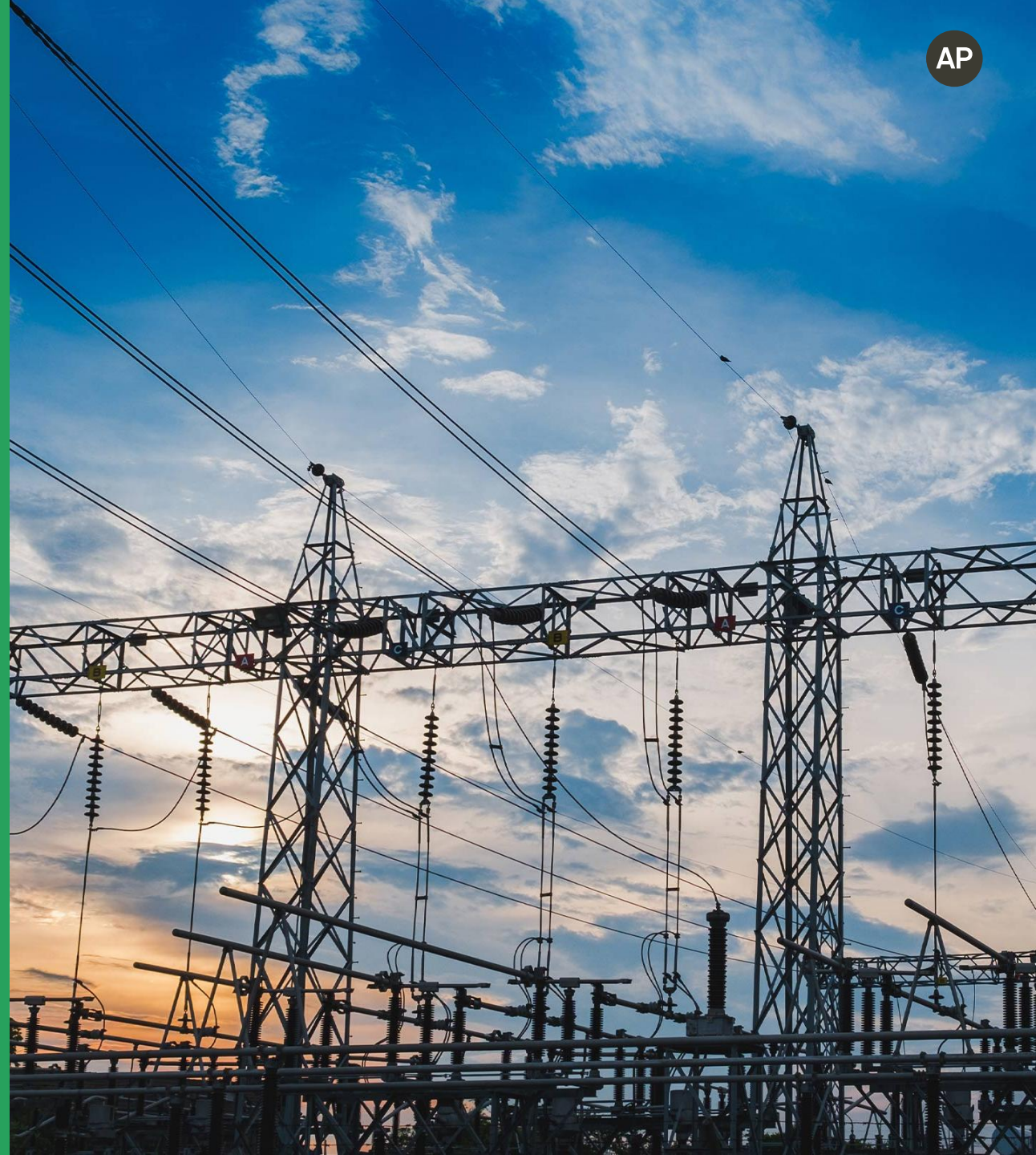
ABSCHÖPFUNG ÜBERERLÖSE AB 2027

Ab 2027: Abschöpfung "Übererlöse"

- Anlagen nehmen weiterhin an Ausschreibung teil
→ **"Anzulegender Wert" = AW**
- Sofern Jahresmarktwert geringer ist als AW, erhalten Anlagenbetreiber weiterhin
→ **"Marktpremie" = MP**
- Sofern Jahresmarktwert höher ist als AW, schulden Anlagenbetreiber
→ **„Abschöpfungsbetrag“ = AB**



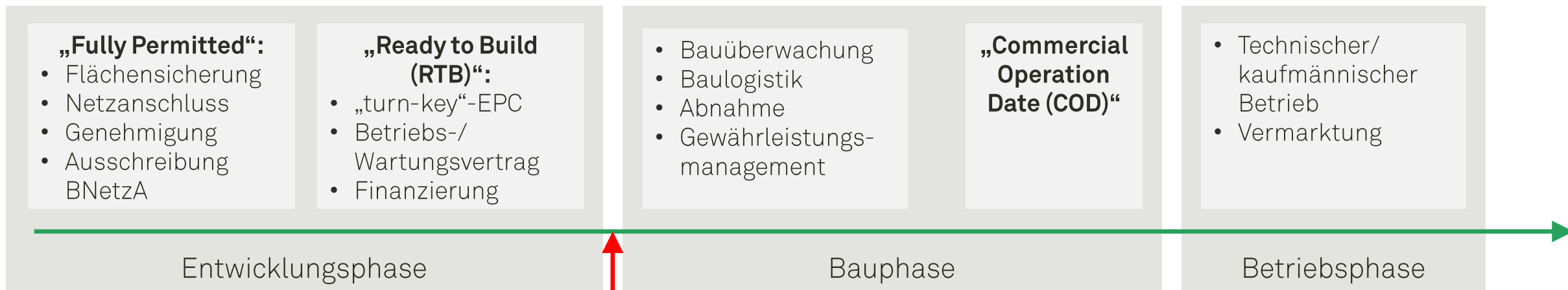
B. PROJEKTRISIKEN UND INVESTITIONSRISIKEN STRATEGIEN FÜR INVESTOREN



B. PROJEKTRISIKEN UND INVESTITIONSRISIKEN

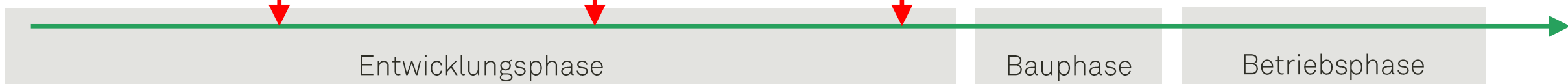
PROJEKTENTWICKLUNGSPROZESS IM VERGLEICH

„klassischer“ Projektentwicklungsprozess Wind/PV



typischer „Einstieg“ Investor (DD + SPA)

„typischer“ Projektentwicklungsprozess Speicher (BESS)



Typische Risiken bei Energieprojekten (Upstream)

in der Entwicklungsphase:

- **Entwicklungs-Risiken:** Erreichen Status „Fully Permitted“ bzw. Status „Ready to build“ (RtB)

in der Bauphase:

- **Baurisiken:** v.a. Cost Overrun + Verzug

in der Betriebsphase:

- **Technische Risiken:** v.a. Anlagenverfügbarkeit (bspw. sehr hoch bei Wasserstoff)
- **Ressourcen-Risiko:** Verfügbarkeit Primärenergie (bspw. zunehmend höher bei Wasserkraft)
- **Vermarktungs-Risiko:** Absatzmöglichkeit Erzeugnis

in allen Projektphasen:

- **Regulatorische Risiken:** Rechtliche Hindernisse + Veränderungen im Rechtsrahmen

B. PROJEKTRISIKEN UND INVESTITIONSRISIKEN

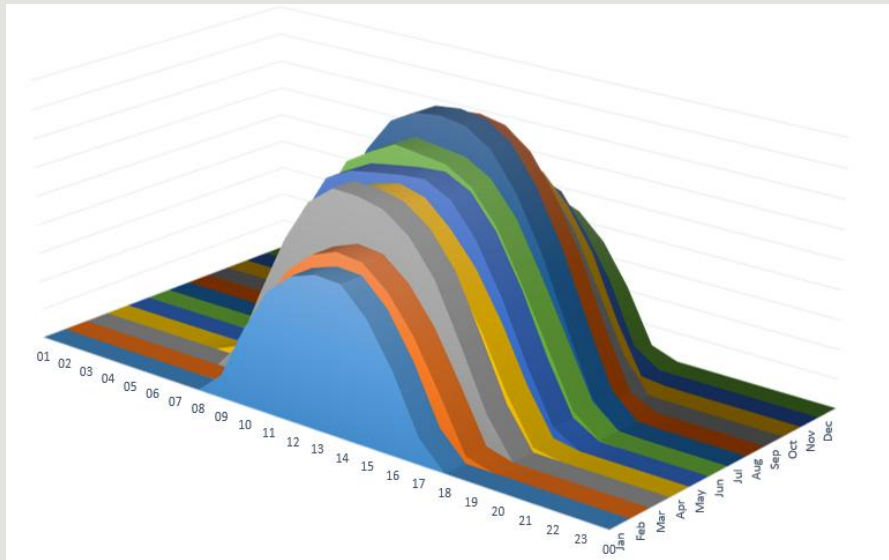
PROJEKTRISIKEN SPEZIFISCH

Spezifisches Risikoprofil Projektarten

Projektart	PV	Wind	Speicher (BESS)	Wärme (Geothermie)
Entwicklungs- Risiken	gering (Grundstück, Netzanschluss)	gering (Grundstück, Netzanschluss)	mittel/hoch (v.a. Netzanschluss)	hoch (Standortsuche + Bergrecht)
Technisches Risiko	gering (einfache Technik)	mittel (bei Offshore höher als bei Onshore)	gering (einfache Technik)	gering/mittel (anspruchsvoller)
Ressourcen- Risiko	gering (Sonnenschein prognostizierbar)	mittel (Windaufkommen nicht stabil)	gering (Strom aus Netz)	hoch (Fündigkeitsrisiko)
Vermarktungs- risiko	mittel (niedrige Preise in den Sonnenstunden)	gering (Erzeugung grds. zu allen Tageszeiten)	hoch (DA-Spread in Zukunft nicht prognostizierbar)	mittel (nur lokaler Absatzmarkt)
Regulatorische Risiken	gering (EEG-Rechtsrahmen)	gering (EEG-Rechtsrahmen)	hoch (bspw. Netzentgelte)	mittel (Umweltauflagen)

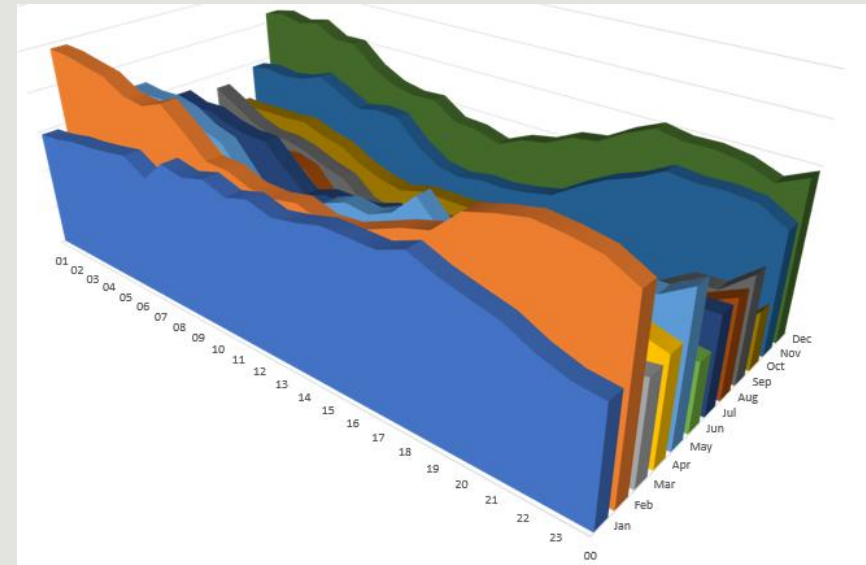
Vermarktungsrisiken PV und Wind im Vergleich

Erzeugungprofil PV



„Doppel-Buckel“ im 24 h-Verlauf
und saisonal

Erzeugungprofil Wind



Windstrom eher „grundlastfähig“

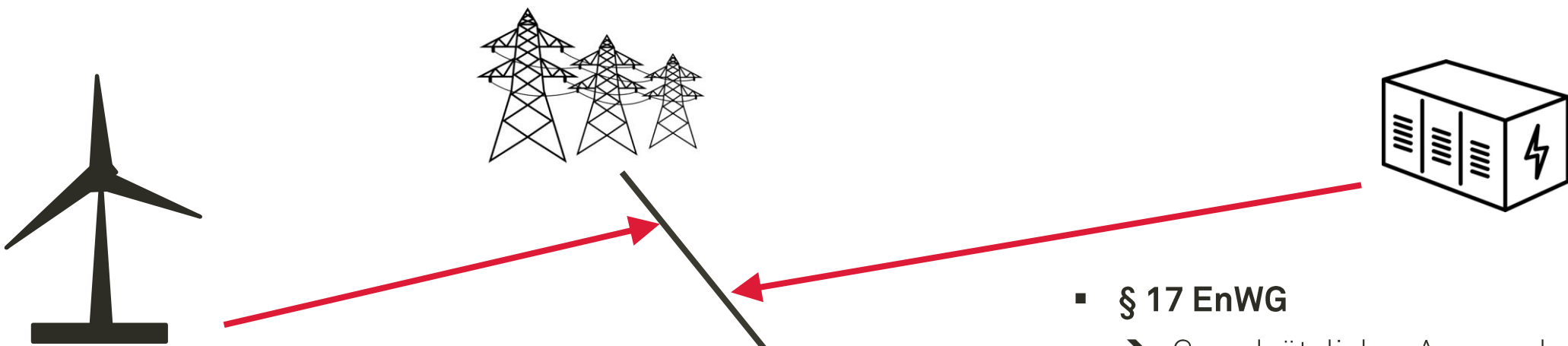
Wie können Investoren mit Projektrisiken umgehen?

- ➔ **Investitionsstrategie festlegen:** hohes Risiko + hohe Chance oder geringes Risiko + geringe Chance
- ➔ **Zeitpunkt für Projekt-Einstieg:** erst im RtB-Stadium oder schon vorher im Entwicklungsstadium (bspw. im Stadium „Fully Permitted“)
- ➔ **Vertragliche Absicherung:**
 - Identifikation von Risiken im DD-Prozess
 - Garantien + Zusagen von Projektpartner (v.a. bei Einstieg im Entwicklungsstadium)
 - Regelungen zur Kaufpreisanpassung bei bestimmten Ereignissen (Bsp.: Cost Overrun, Netzanschlussverzögerung, regulatorische Veränderungen, etc.)
 - Regelungen können im SPA oder im EPC enthalten sein
- ➔ **Versicherung von Risiken:** Bspw. „Fündigkeitsversicherung“ für Geothermie-Projekte oder „Betriebsunterbrechungsversicherung“ für EE-Anlagen

C. „NETZANSCHLUSSPAKET“:
VERÄNDERTE PROJEKTRISIKEN
DURCH EINGESCHRÄNKTE
NETZANSCHLUSSANSPRÜCHE

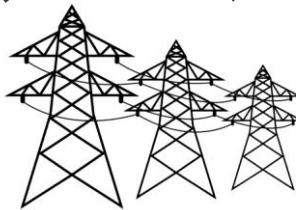


C. „NETZANSCHLUSSPAKET“ STATUS QUO



- **§ 8 EEG 2023**
 - Anschlussvorrang für EE-Anlagen
 - Netzbetreiber zu bedarfsgerechtem Netzausbau verpflichtet, § 12 Abs. 1 EEG 2023
- **§ 17 EEG 2023**
 - Kosten für Ausbau des Netzes trägt der Netzbetreiber
 - Kein BKZ für EE-Anlagen; keine Einspeiseentgelte
- **§ 17 EEG 2023**
 - **Redispatch** mit finanziellem/bilanziellen Ausgleich (hohe Kosten!)

- **§ 17 EnWG**
 - Grundsätzlicher Anspruch auf Netzanschluss
 - **„Windhundprinzip“**
- **§ 13a EnWG**
 - **Redispatch** bei Überlastung
 - Finanzieller/bilanzieller Ausgleich (hohe Kosten!)



„Redispatch-Vorbehalt“

- **§ 14 Abs. 1d EnWG-E:**
 - Netzbetreiber kann **kapazitätslimitiertes Netzgebiet** ausweisen, wenn Anlagen im letzten Jahr mehr als 3 % abgeregelt worden sind.
- **§ 8 Abs. 4 Satz 2/3 EEG-E:**
 - Im kapazitätslimitierten Gebiet: EE-Anlagen nur noch Anspruch auf Netzanschluss ohne finanziellen/bilanziellen Ausgleich bei Redispatch
 - Konsequenz: Anlagen können jederzeit abgeregelt werden ohne Ausgleich → **erhöhtes Investitionsrisiko** (Projekt nicht mehr bankenfinanzierbar)
 - Aber: „**Bestandsschutz**“ für EE-Anlagen, die vor Ausweisung als kapazitätslimitiertes Netzgebiet angeschlossen worden sind

Flexible Netzanschlussvereinbarung („FCA“)

- **§ 17a Abs. 2 EnWG-E:**
 - ÜNB kann bei Kapazitätsmangel Anschluss von EE-Anlagen und anderen Anlagen vom Abschluss FCA abhängig machen
 - Aber: Genehmigung durch BNetzA erforderlich

Reifegrad-Verfahren

- **§ 17a Abs. 1 / § 17b EnWG-E:**
 - ➔ Netzbetreiber können Netzanschlussbegehren priorisieren (Abkehr vom Windhund-Prinzip)
- **Kriterien für Priorisierung:**
 1. Umsetzungswahrscheinlichkeit (Schutz vor reinen „Reservierungs“-Anfragen ohne echte Realisierungsperspektive)
 2. Netz- und Systemnutzen
- **§ 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG-E:**
 - ➔ Netzbetreiber kann Anschlussvorhaben „zurückstellen“ und Netzanschlusskapazität für zukünftig erwartete Netzanschlussbegehren freihalten, § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG-E

Einspeise-BKZ

- **§ 17 EEG-E:**
 - ➔ Netzbetreiber kann für Anschluss von EE-Anlagen einen BKZ erheben
 - ➔ Außerdem: BNetzA erwägt auch **Einspeise-Netzentgelte** zu erheben (Festlegungsverfahren „AgNes“)

WEGWEISEND
IM ENERGIEMARKT
ASSMANNPEIFFER
RECHTSANWÄLTE

juv 2022
AWARDS

Germany
Law Firm of the Year
Energy Law



DR. MAX PEIFFER

AMALIENSTRASSE 67, 80799 MÜNCHEN

PEIFFER@ASSMANN-PEIFFER.DE

+49 89 2155 125 92

WWW.ASSMANN-PEIFFER.DE