

PHOTOVOLTAIK ALS KAPITALANLAGE

Substanz oder „Steuerkonstrukt“?

Wirtschaftlichkeitsprüfung, technische Due Diligence und rechtliche Fallstricke bei PV-Investments im Kontext des Investitionsabzugsbetrags (§ 7g EStG) – und im Umbruch des Fördersystems 2027

Referent: Thomas Vollkommer, Finanzökonom (EBS), Certified Financial Planner seit 25 Jahren

Kurzprofil des Referenten

Geschäftsführer und Inhaber von Berliner VermögensKontor GmbH & Co. KG – Vermögensstrukturierung, Finanz- u. Nachfolgeplanung auf Honorarbasis

- Finanzökonom (EBS) und CFP seit 26 Jahren – spezialisiert auf Vermögensstrukturierung für Ärzte, Unternehmer und vermögende Privatpersonen; langfristige Begleitung mit Family-Office Ansatz für aktuell ca 60 Mandanten.
- ETF-Portfoliostrukturierung mit Multi-Faktor-Strategien (im Depot und in Gestaltungen mit Netto-Investmentpolicen)
- 10 Jahre Praxiserfahrung mit PV-Investments (seit 2017) – Mandatenanfrage wegen IAB-Nutzung kombiniert mit Nachhaltigkeitszielen
- Netzwerk zu PV-Projektentwicklern, Banken und techn. Dienstleistern durch intensive Marktrecherche aufgebaut
- 12 aktiv begleitete PV-Projekte auf Mandantenwunsch – unzählige PV-Projekte geprüft (95% sind “Schrott”)

Persönliche Vorstellung des Referenten für den heutigen Vortrag.

Agenda

Vom Steuerhebel zum Strommarktrisiko

- | | | |
|-----------|--|---|
| 01 | Der Paradigmenwechsel | Vom Garantiesystem zum Marktmodell mit Erlösdeckel
- Solarspitzenengesetz 2025 und EEG 2027 |
| 02 | Zwei Vergütungswelten | Dachanlagen <1.000 kWp vs. Freiflächenanlagen im Ausschreibungsregime |
| 03 | Neue Werttreiber | Batteriespeicher-Arbitrage und Agri-PV
– Chancen mit eigener Unsicherheit und erhöhter Komplexität |
| 04 | Risiken jenseits der Regulatorik | Anbieterinsolvenzen, Baufertigstellung, Vorauszahlung, Netzanschluss |
| 05 | Due-Diligence-Prüfraster | Differenziert nach Anlagentyp |
| 06 | Fazit & Handlungsempfehlungen | Die Ertragsseite als Hauptprüfpunkt der Beratungspraxis |

Der Ausgangspunkt: Warum PV nach EEG als sicherer Hafen galt

Das alte Versprechen

- Gesetzlich fixierte, garantierte Einspeisevergütung bzw. Marktprämie
- Nur allmähliche, planbare Degression neuer Jahrgänge
- 20 Jahre feste Zahlungszusage, unabhängig vom Börsenpreis
- Ergebnis: überschaubares Risiko bei kalkulierbarer Rendite

Was sich grundlegend ändert

- Stromüberschüsse zur Mittagszeit drücken den Wert von Solarstrom strukturell
- Solarspitzen gesetz: Vergütung entfällt bei negativen Börsenpreisen
- EEG 2027: Absicherung nach unten bleibt, aber Deckel bei Mehrerlösen
- Ergebnis: von der Garantie zur Szenariorechnung im Strommarkt

Die Degression der Vergütungssätze war immer eingepreist. Neu ist, dass die Erlösseite unsicherer zu kalkulieren ist.

Marktlage 01.09.2026: ein Vortrag mitten im Umbruch

Genau jetzt aktuell

Die EU-beihilferechtliche Genehmigung des aktuellen EEG läuft zum 31.12.2026 aus. Das Bundeskabinett hat am 29.7.2026 die EEG-Novelle 2027 beschlossen. Bundestag und Bundesrat beraten im September 2026 – während dieser Vortrag gehalten wird.

Warum das für jedes laufende IAB-Mandat relevant ist

- Anlagen, die bis 31.12.2026 DC-fertiggestellt werden, sichern sich das bisherige, einseitige Vergütungssystem (ohne Deckel)
- Ab 2027 droht für neue Anlagen ≥ 100 kW ein grundlegend anderer Mechanismus (Contracts for Difference)
- Die Kernfrage „Substanz oder Konstrukt“ lässt sich für 2026er- und 2027er-Anlagen nicht mehr identisch beantworten

Zusätzlich strukturell zu unterscheiden: Dachanlage vs. Freifläche, Anlagengröße, Vermarktungsart, Speicherintegration und Agri-PV – jede Kombination hat ein eigenes Chancen-Risiko-Profil.

OI

Der Paradigmenwechsel

Von der garantierten Einspeisevergütung zum Marktmodell mit symmetrischem Erlöskorridor.

Bruch Nr. 1: das Solarspitzenengesetz (in Kraft seit 25.2.2025)

573 Std.

negative Börsenstrompreise 2025 –
Rekordwert (2024: 457 Std.)

15 Min.

Karenzzeit: Vergütung entfällt ab der
ersten negativen Viertelstunde

Mechanik:

Für neue Anlagen ab 2 kWp sinkt der anzulegende Wert nach § 51 EEG in jeder Viertelstunde mit negativem Spotmarktpreis auf null.

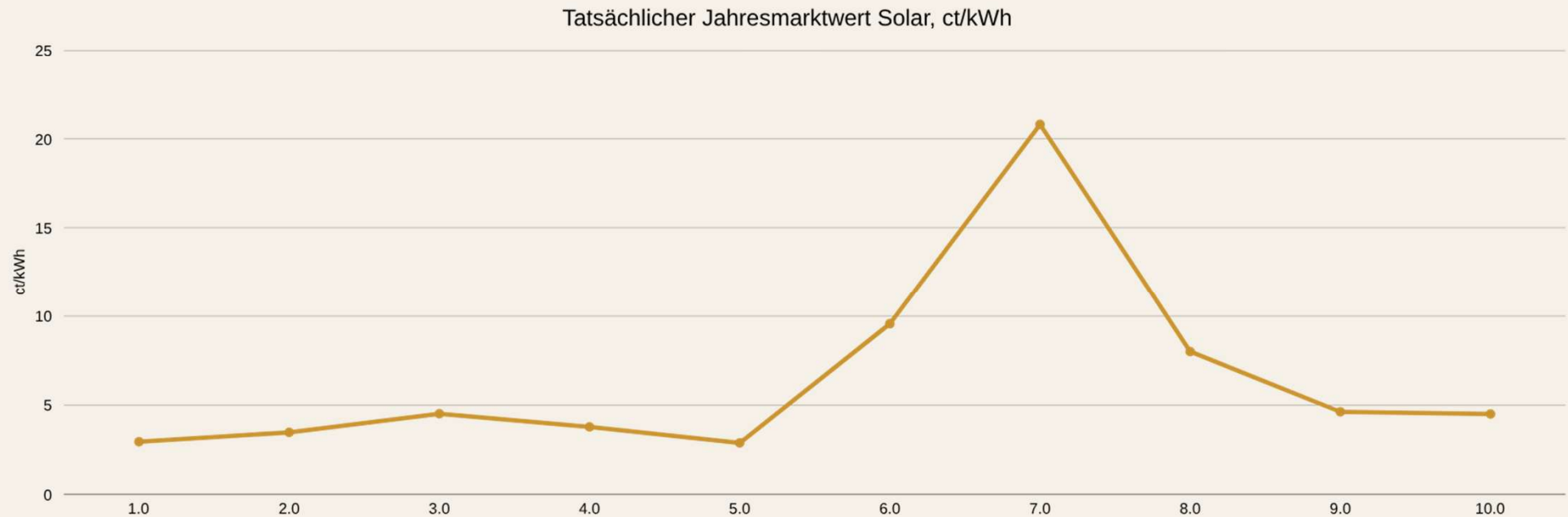
Als Ausgleich verlängert sich die Förderdauer um die ausgefallenen Viertelstunden – allerdings nur zur Hälfte !

Die Zahlung verschiebt sich also nach hinten (nach Jahr 20) - entfällt aber wirtschaftlich in der Gegenwart. (Barwertverlust)

Konsequenz für die Wirtschaftlichkeitsprüfung

Negativpreisphasen treten typischerweise genau dann auf, wenn PV-Anlagen am meisten produzieren – wirtschaftlich eigentlich die attraktivsten Stunden. Eine seriöse Prognose muss diesen Effekt konservativ einpreisen: sowohl hinsichtlich Dauer der Ausfallzeiten und möglicher Speicherkonzepte.

Der Marktwert Solar 2016–2025: sichtbarer Kannibalisierungseffekt



Lesehilfe: 2021/2022 trieb die Energiekrise den Marktwert auf Rekordniveau. Seither ist er wieder auf das Niveau von 2016–2020 zurückgefallen – obwohl die allgemeinen Börsenstrompreise strukturell höher geblieben sind. 2025 lag der Marktwert Solar nur noch bei rund 50 % des allgemeinen Spotmarktpreises (8,93 ct/kWh). 2026 erwarteter, gewichteter Marktwert ca 5,5 ct/kWh

Bruch Nr. 2: EEG 2027 – Contracts for Difference

Für alle neuen Anlagen ab 100 kW (Kabinettsentwurf 29.7.2026, noch kein geltendes Recht)

Marktwert unter dem anzulegenden Wert

Der Betreiber erhält weiterhin eine Ausgleichszahlung – wie im heutigen Marktprämienmodell. Die Absicherung nach unten bleibt bestehen.

Marktwert über dem anzulegenden Wert

Neu: die Mehrerlöse müssen als „Refinanzierungsbeitrag“ an den Netzbetreiber abgeführt werden – für die gesamte 20-jährige Laufzeit. Übergewinne werden gedeckelt.

Für die Beratungspraxis heißt das: Das Modell wird symmetrisch – Sicherheit nach unten, aber kein „Upside“ mehr nach oben. Die klassische Kalkulation mit unbegrenztem Aufwärtspotenzial bei Strompreisspitzen entfällt für neue Anlagen ab 2027.

Die Timing-Frage: Bestandsschutz nur bis 31.12.2026

Alle Anlagen, die bis zum 31.12.2026 in technisch und rechtlich in Betrieb gehen, behalten das bisherige, einseitige Vergütungssystem für die volle 20-Jahres-Laufzeit unverändert.

Was das für laufende IAB-Mandate bedeutet

- Bauzeitplan gewinnt zusätzliches Gewicht: verzögert sich die Inbetriebnahme über den Jahreswechsel, greift möglicherweise bereits das CfD-Regime
- Der Gesetzgebungsprozess ist nicht abgeschlossen – Bundestag/Bundesrat sowie die EU-beihilferechtliche Genehmigung stehen noch aus
- Für die Beratung: Prüfung des Realisierungsstands eines Projekts ist 2026 auch eine Frist- und nicht nur eine Substanzfrage

02

Zwei Vergütungswelten

Dachanlagen unter 1.000 kWp und Freiflächenanlagen folgen unterschiedlichen Vergütungslogiken.

Dachanlagen unter 1.000 kWp

Status heute (bis 31.12.2026)

- Gesetzlich garantierte, degressiv sinkende Einspeisevergütung (§ 48 EEG) von 8-10 ct/ kWh
- Ausschreibungsgrenze liegt erst bei 1.000 kWp – darunter kein Ausschreibungsrisiko
- 20 Jahre feste Zahlungszusage bei rechtzeitiger Inbetriebnahme

Status ab 2027 (Regierungsentwurf)

- Anlagen ≥ 100 kW fallen unter das CfD-Regime (Abschnitt 01) – auch gewerbliche Gebäude-PV im typischen IAB-Bereich
- Kleinere Segmente ($< 25/50$ kW) verlieren die dauerhafte feste Vergütung ganz, ersetzt durch befristete Übergangszahlungen
- Direktvermarktung wird für diese zum Regelfall statt zur Ausnahme

Für die typische gewerbliche IAB-Dachanlage (100–1.000 kWp) ist der 31.12.2026 eine entscheidende Frist für die Wirtschaftlichkeit !

Freiflächenanlagen: Ausschreibung statt Garantie

Größenklasse	Vergütungslogik	Aktueller Wert
bis 100 kWp	Feste Vergütung nach § 48 EEG	ca. 6,2–6,6 ct/kWh
100 kWp – 1 MWp	Feste, degressiv sinkende Vergütung, keine Ausschreibung	leicht darunter, größenabhängig
> 1 MWp	Ausschreibungspflicht (Segment 1 EEG), kein garantierter Zuschlag	Ø 4,79 ct/kWh (Gebot 1.7.2026)

4,79 ct/kWh

mengengew. Zuschlagswert,
Gebotstermin 1.7.2026

5,90 ct/kWh

gesetzlicher Höchstwert 2026
(§ 37b Abs. 1 EEG)

148 %

Überzeichnung der Ausschreibung
vom 1.7.2026

Zum Vergleich 2025: 4,66 bzw. 4,84 ct/kWh je Runde – der Wert bewegt sich seit rund einem Jahr in einem engen, leicht fallenden Korridor deutlich unter dem gesetzlichen Deckel.

03

Neue Werttreiber

Batteriespeicher und Agri-PV eröffnen Zusatzchancen –
mit eigenen, teils großen Unsicherheiten.

Batteriespeicher: von der Kür zur Pflicht

(a) Warum BESS seit dem Solarspitzenengesetz zunehmend Standard wird

- Überschussstrom kann zwischengespeichert statt zu Null-/Negativpreisen eingespeist zu werden
- Umgehung der 60%-Einspeisebegrenzung ohne intelligentes Messsystem faktisch nur mit Speicher wirtschaftlich sinnvoll
- Einspeisung lässt sich in Zeiten höherer Vergütung verschieben → Arbitragegewinn

(b) Die Chance heute – und ihre Grenzen

Chance aktuell 2026/2027

Projekte, die jetzt in Betrieb gehen, kalkulieren mit hohen Arbitrage- und Regelernergieerlösen.

Erwartete Entwicklung

Mit dem geplanten Vervielfachen der Speicherkapazität bis 2030 **dürften die spezifischen Erlöse spürbar sinken – seriöse Schätzungen: ca. -20 % bis 2030, einzelne Analysen deutlich mehr.**

Prognoseunsicherheit

Monatswerte schwanken bereits heute stark (z. B. rund 95.000 vs. 200.000 €/MW/Jahr in zwei Folgemonaten 2026) – **die Bandbreite ist für eine Investitionsentscheidung ungewöhnlich groß.**

Batteriespeicher in der Due Diligence: Prüfpunkte

Erlösquellen-Mix

Stützt sich die Kalkulation auf einen einzelnen Markt (z. B. reine Arbitrage), oder ist über Regelenergie, Intraday und Redispatch diversifiziert?

Konservative Erlösannahme

Werden aktuelle Spitzenwerte fortgeschrieben, oder ein sinkender Erlöspfad über die Laufzeit unterstellt?

Netzanschluss-Engpass

Bei Übertragungsnetzbetreibern lagen (Stand November 2025) rund 400 GW an Netzanschlussanfragen für Großspeicher vor – bei nur rund 2,4 GW tatsächlich in Betrieb. Auch für Speicherprojekte ist der Netzanschluss der eigentliche Flaschenhals.

Vermarktungsrisiko

Wer trägt das Prognoserisiko – der Investor oder ein professioneller Vermarkter mit Erfahrung im Cross-Market-Handel?

Agri-PV: gezielt geförderte Doppelnutzung

(a) Attraktive Zusatzvergütung

Größenklasse	Regelung	Vergütung (2025/26)
bis 1 MWp	Keine Ausschreibung, feste 20-Jahres-Vergütung	anzulegender Wert + Bonus, gedeckelt bei 9,50 ct/kWh
> 1 MWp	Eigenes Ausschreibungssegment „besondere Solaranlagen“	Höchstwert ebenfalls 9,50 ct/kWh

(b) Zusätzliche Erlöse durch Tracker-Systeme

Nachführende (tracker-gesteuerte) Anlagen richten die Module dem Sonnenstand nach aus und erzielen dadurch spürbar höhere und gleichmäßiger verteilte Stromerlöse als starr montierte Systeme – gerade in Kombination mit volatilen Marktwerten ein reales Zusatzpotenzial.

Politisches Signal

Der Kabinettsentwurf zum EEG 2027 hält am Agri-PV-Sonderzuschlag ausdrücklich fest (Stand 21.7.2026) – ein Segment, das trotz allgemeiner Kürzungstendenz politisch geschützt bleiben soll.

Agri-PV: die Kehrseite der Zusatzchance

Tracker-Bonusfähigkeit rechtlich ungeklärt

Ob nachführende Anlagen die für den Agri-PV-Bonus erforderliche lichte Höhe von 2,10 m dauerhaft oder nur situativ anfahren müssen, ist von der Clearingstelle EEG bislang nicht entschieden – ein reales Aberkennungsrisiko für den Bonus.

Höhere Investitionskosten

Hochaufgeständerte Systeme liegen 20–40 % über den Kosten einer Standard-Freiflächenanlage – die Zusatzvergütung muss dies erst kompensieren.

Strenge Nutzungsauflagen

Mindestens 66 % des landwirtschaftlichen Referenzertrags müssen dauerhaft über die gesamte Förderlaufzeit erhalten bleiben; ein schriftliches Bewirtschaftungskonzept ist Pflicht.

Doppelte Komplexität in der DD

Sowohl die energiewirtschaftliche als auch die agrarrechtliche Seite müssen geprüft werden – ein größerer Prüfaufwand als bei klassischer Freifläche.

04

Risiken jenseits der Regulatorik

Anbieter, Baustelle, Zahlungsplan und Netz – vier Risiken, die unabhängig vom Fördersystem bestehen.

Anbieterinsolvenzen: die Marktbereinigung 2025/2026

Preisverfall bei Modulen und Solarstrom, gestiegene Baukosten und Margendruck haben 2025/26 zu einer spürbaren Insolvenzwelle unter PV-Projektierern und Vermarktern geführt:

Sun-Contracting-Gruppe

Ende 2025

Fünf Tochtergesellschaften insolvent, ca 47 Mio. Kapital weg; vor allem Nachrang-Darlehen

Innpro GmbH

Dezember 2025

Insolvenzantrag trotz rund 450 realisierter Projekte in der Vorgeschichte

MEC Energy GmbH

September 2025

Solarpark-Projektierer mit mehreren MW-Projekten in Niedersachsen und Bayern insolvent

Das Baufertigstellungsrisiko

Lieferketten

Module, Wechselrichter, Trafostationen:
Lieferverzögerungen bei Komponenten verschieben
die Inbetriebnahme – gerade 2026 mit Blick
auf die 31.12.-Frist kritisch.

EPC-/GU-Verzug

Ohne belastbaren Terminplan mit
Vertragsstrafen trägt der Investor das
Kostenrisiko von Bauverzögerungen faktisch
mit.

Genehmigungsdauer

Bau- und Netzanschlussgenehmigungen
können sich über Monate hinziehen; bei
Freiflächen ist von 2–4 Jahren
Gesamtentwicklungsdauer inklusive
Zuschlag auszugehen.

Ein Projekt „im Bau“ ist keine Garantie für ein Projekt „vor der Fertigstellung“ – Zwischenstände sollten anhand von Meilensteinnachweisen, nicht anhand von Marketingaussagen bewertet werden.

Die Vorauszahlungsfalle

Verbreitete Marktpraxis

Bei vielen PV-Direktinvestments wird ein erheblicher Teil des Kaufpreises – häufig 80 bis 90 % – bereits vor dem Eigentumsübergang und vor erfolgtem Netzanschluss fällig. Investoren tragen damit faktisch das Bau- und Fertigstellungsrisiko des Projektierers mit, ohne im Gegenzug bereits Eigentümer der Anlage zu sein.

Die Marktreaktion: Anderkonto-/Treuhandmodelle

- Zahlungsabwicklung über ein Rechtsanwalts-Anderkonto statt Direktzahlung an den Verkäufer
- Auszahlung erst bei Erreichen vertraglich definierter, nachweisbarer Meilensteine
- Zunehmend von seriösen Anbietern selbst als Qualitätsmerkmal beworben – ein Beleg dafür, wie real dieses Risiko im Markt wahrgenommen wird

Prüffrage für den Datenraum: Existiert ein Treuhandmechanismus, Fertigstellungsbürgschaft oder fließt der Kaufpreis direkt und ungesichert an den Verkäufer?

Netzanschluss- und Fremdfinanzierungsrisiko

Netzanschluss bleibt der Flaschenhals

6–18 Monate

typische Wartezeit auf eine verbindliche Netzanschlusszusage

≈ 400 GW

gemeldete Netzanschlussanfragen für Großspeicher bei ÜNB (Stand 11/2025)

2,4 GW

davon aktuell tatsächlich in Betrieb

Fremdfinanzierungsrisiko bleibt unverändert hoch – (aktuelle Zinssätze bei ca. 5% p.a.)

Zins- und Tilgungsleistungen sind unabhängig vom tatsächlichen Anlagenenertrag zu bedienen.

Leider werden oft hohe Finanzierungen mit fast keinem echtem Eigenkapital beworben.

Im ungünstigsten Fall – Totalverlust der Anlage kombiniert mit laufender Fremdfinanzierung – kann dem Investor die Privatinsolvenz drohen.

Ich empfehle deshalb eine vollständige Eigenkapitalfinanzierung oder geringe Fremdfinanzierung.

05

Due-Diligence-Prüfraster

Ein differenziertes Raster für Dach, Freifläche, Speicher
und Agri-PV.

Substanz-Indiz vs. Warnsignal – differenziert nach Anlagentyp

Bereich	Substanz-Indiz	Warnsignal
Zeitplan / Frist	Inbetriebnahme sicher vor 31.12.2026 dokumentiert	Zeitplan ohne Puffer, Frist nicht garantiert
Dach <1.000 kWp	Bestandsschutz gesichert, Statik/Pacht geprüft	Inbetriebnahme erst 2027 wahrscheinlich
Freifläche	EEG-Zuschlag bereits erteilt, Wert dokumentiert	Ausschreibung nur „geplant“, kein EEG-Zuschlag
Batteriespeicher	Konservative, diversifizierte Erlösannahme	Fortschreibung aktueller Spitzenerlöse
Agri-PV / Tracker	Bonusfähigkeit rechtlich abgesichert (Gutachten)	Bonus unterstellt, rechtlich ungeklärt
Zahlungsplan	Anderkonto, Bürgschaft, Zahlung nach Meilensteinen	hoher Vorabanteil ohne Sicherungsmechanismus

06

Fazit & Handlungsempfehlungen

Die Ertragsseite ist der entscheidende Hebel – und das Risiko ist unternehmerisch.

Substanz oder Konstrukt – neu zu beantworten

Die Antwort war bislang relativ einfach: eine belastbare Anlage mit korrekter Vertragsgestaltung war praktisch gleichbedeutend mit einer sicheren, planbaren Rendite.

Das reicht nicht mehr aus

Selbst eine technisch, rechtlich und steuerlich einwandfreie Anlage kann unter dem neuen Fördersystem eine strukturell unsichere Wirtschaftlichkeit haben – weil der Strommarktwert selbst zur größten Unbekannten geworden ist.

Substanzprüfung heißt heute: Projekt- und Projektierer-Due Dilligence plus Strommarkt-Szenarien berücksichtigen.

Der wichtigste Hebel: Plausibilität der Ertragsseite

Projekt- und Projektierer-Due-Diligence sind notwendig – aber die größte Manipulationsfläche liegt in der Wirtschaftlichkeitsprognose selbst.

Typische Manipulationsmuster

- Von vornherein zu hoch angesetzte Erlöse/Erträge
- Unterstellte jährliche Erlössteigerung mit der Inflationsrate – für Stromerlöse ökonomisch nicht automatisch zu rechtfertigen

Handwerksregel für die Prüfung

- Keine Steigerung der Erträge/Erlöse unterstellen
- Wohl aber: sämtliche Betriebskosten mit der Inflationsrate steigen lassen !

Praxisregel

Jede Kalkulation, die von dieser konservativen Grundregel abweicht, sollte im Datenraum aktiv hinterfragt werden – die Abweichung selbst ist ein Prüfsignal.

Vom Subventions- zum Strommarktinvestment

Das unternehmerische Risiko explizit machen

Anleger müssen verstehen: Mit einem PV-Direktinvestment übernehmen sie ein hochriskantes unternehmerisches Engagement – keine renditearme, aber sichere Anlageform.

Der Charakterwechsel des Anlageprodukts

Gestern: Subventionsinvestment

Rendite primär aus einem gesetzlich fixierten, politisch garantierten Zahlungsanspruch – der Strommarkt war für die Renditeplanung nahezu irrelevant.

Heute: Strommarktinvestment

Spotpreise, negative Preise, Marktwertfaktoren, Arbitrage und CfD-Mechanik bestimmen zunehmend die tatsächliche Rendite.

Konsequenz: Anleger müssen die Strommarktdynamik verstehen, nicht nur den Steuerhebel. Prüfende und Berater müssen sich mit Strommarktentwicklung und CfD-Logik auseinandersetzen – reine Rechts- und Steuerprüfung reicht nicht mehr aus.

Handlungsempfehlungen für die Beratungspraxis

Ertragsannahmen nach Handwerksregel prüfen

Keine Erlössteigerung, aber Kostensteigerung mit Inflation als Standard-Checkpunkt in jedem Mandat verankern.

Frist- und Zeitplanprüfung 2026

Realisierungsstand und Inbetriebnahmetermin vor dem 31.12.2026 aktiv verifizieren, nicht nur Verträge prüfen.

Strommarktkompetenz aufbauen

Marktwert Solar, negative Preise und CfD-Mechanik als festen Bestandteil der Beratungspraxis etablieren.

Unternehmerisches Risiko dokumentieren

Aufklärung über den unternehmerischen, nicht renditesicheren Charakter des Investments im Beratungsprotokoll festhalten.

Fazit

Substanz zeigt sich heute in Kompetenz und konservativen
Annahmen zum Strommarkt sowie professioneller
Projektplanung und – durchführung.

Der IAB nach § 7g EStG bleibt ein legitimer, wirksamer Steuerhebel. Er wird zum Konstrukt, wenn Projekt, Projektierer oder – zunehmend entscheidend – die Ertragsprognose selbst der Prüfung nicht standhalten.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit – Fragen und Diskussion

Quellen und Datenstand

Informationsstand: 01.09.2026. Aussagen zu Gesetzesentwürfen (EEG 2027) geben den Stand des Kabinettsbeschlusses vom 29.7.2026 wieder; das Gesetzgebungsverfahren ist zum Vortragszeitpunkt nicht abgeschlossen.

- Bundesnetzagentur: Ausschreibungsergebnisse Solaranlagen (Segment 1 Freifläche, Segment 2 Dach), Gebotstermine 2025/2026
- Übertragungsnetzbetreiber / netztransparenz.de: Monats- und Jahresmarktwerte Solar 2012–2025
- Bundeskabinett: Regierungsentwurf EEG-Novelle 2027 und Netzanschlusspaket, beschlossen 29.7.2026
- Clearingstelle EEG|KWKG: Auslegungsfragen zu Agri-PV-Bonus und Aufständerrungshöhe
- Fachpresse und Marktberichte zu Anbieterinsolvenzen, Batteriespeicher-Erlösen und PV-Direktinvestments, Stand 2025/2026

Hinweis: Dieser Vortrag ersetzt keine Einzelfallberatung. Alle Angaben ohne Gewähr.