T R A N S O C E A N E N G I N E E R I N G A G
Liechtenstein

Stellungnahme

zum Orientierungspapier der Bundesnetzagentur
„Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“
im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen
Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3]

06. März 2026

Jens Cange, Geschäftsführer
Transocean Engineering AG, Fürstentum Liechtenstein

Konsultation der Orientierungspunkte zur Beteiligung der Einspeiser

Eingabefrist: 27.03.2026 (Eingang)
Per E-Mail an: gbk@bnetza.de
Betreff: „Orientierungspunkte Einspeiser“

Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Orientierungspunkte zur Beteiligung der Einspeiser, Festlegungsverfahren AgNes [GBK-25-01-1#3]. Eingereicht per E-Mail an gbk@bnetza.de mit dem Betreff „Orientierungspunkte Einspeiser“. Eingabefrist: 27.03.2026.

Das Wichtigste in Kürze

Die Transocean Engineering AG mit Sitz im Fürstentum Liechtenstein und ihren operativen Tochtergesellschaften in Deutschland – darunter die Transocean Solarpark GmbH und Transocean Solarpark II GmbH – ist seit nahezu 20 Jahren als Projektentwickler, Errichter und Betreiber von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersystemen (BESS) tätig. Wir betreiben ein Portfolio von Bestandsanlagen (u. a. Jerichow, Papenbruch I & II, Daldorf, Kretzschau) und verfügen über eine aktive Projektpipeline für 2026 und darüber hinaus, einschließlich Agri-PV- und BESS-Projekte.

Aus der Perspektive eines mittelständischen Projektentwicklers und Anlagenbetreibers nehmen wir nachfolgend Stellung zu den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur vom 17. Februar 2026 zu Einspeiseentgelten im Rahmen des AgNes-Verfahrens.

Unsere Kernpositionen:

- Die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion lehnen wir für den Bereich der Erneuerbaren Energien entschieden ab. Sie gefährdet die Investitionssicherheit, erhöht die Finanzierungskosten und konterkariert die Ausbauziele der Energiewende.
- Die Trennung von Finanzierungs- und Anreizfunktion der Netzentgelte wird ausdrücklich begrüßt – Fehlanreize zulasten netzdienlichen Verhaltens sind unbedingt zu vermeiden.
- Ein Vertrauensschutz für Bestandsanlagen, die auf Basis staatlich organisierter Auktionsverfahren zugebaut wurden, ist zwingend erforderlich. Dies gilt insbesondere für EEG-geförderte Anlagen mit Realisierungspflicht.
- Dynamische Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion können unter engen Voraussetzungen akzeptabel sein, sofern sie vorzeichengerecht ausgestaltet, moderat bemessen und mit einer belastbaren Lernphase eingeführt werden.
- Baukostenzuschüsse (BKZ) für Einspeiser können ein geeignetes Instrument sein, müssen jedoch technologisch differenziert und pauschal bemessen werden.
- Die vorgeschlagene Höhe eines Kapazitätsentgelts von 4–7 €/kW würde für unsere Bestandsanlagen eine erhebliche und nicht einkalkulierte Mehrbelastung darstellen, die die Wirtschaftlichkeit der Projekte substanziell gefährdet.

1. Vorbemerkungen

Die Transocean Engineering AG begrüßt grundsätzlich das Bestreben der Bundesnetzagentur, die Netzentgeltsystematik an die veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende anzupassen. Ein funktionierendes, verursachungsgerechtes und zukunftsfähiges Netzentgeltsystem ist im Interesse aller Marktteilnehmer.

Gleichzeitig müssen wir jedoch mit Nachdruck darauf hinweisen, dass die im Orientierungspapier vom 17. Februar 2026 skizzierten Vorschläge zur Einführung von Einspeiseentgelten – insbesondere Kapazitätspreise mit Finanzierungsfunktion – das Geschäftsmodell mittelständischer EE-Projektentwickler und -Betreiber wie der Transocean-Gruppe massiv beeinträchtigen würden. Unsere Investitionsentscheidungen der vergangenen Jahre basieren auf stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen, einschließlich der bisherigen Befreiung von Einspeiseentgelten gemäß § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV.

Die nachfolgenden Ausführungen reflektieren unsere operative Erfahrung aus dem Bau und Betrieb von über 50 MW realisierter PV-Leistung in Deutschland, der laufenden Finanzierung über deutsche Banken (u. a. GLS Bank) sowie unserer aktuellen Projektpipeline, die Investitionen im zweistelligen Millionenbereich umfasst.

2. Trennung der Finanzierungs- und Anreizfunktion

Die Transocean Engineering AG begrüßt die methodische Trennung von Finanzierungs- und Anreizfunktion der Netzentgelte ausdrücklich. Diese Unterscheidung ist essenziell, um sicherzustellen, dass Instrumente zur Deckung der Netzkosten keine kontraproduktiven Fehlanreize für den Anlagenbetrieb setzen.

Wir unterstützen in diesem Zusammenhang die Position des BEE, dass Fehlanreize, die ein systemdienliches oder netzdienliches Verhalten bestrafen, unter allen Umständen zu vermeiden sind. Gleichzeitig muss die zusätzliche Kostenbelastung in einem verträglichen Rahmen bleiben, um die Wirtschaftlichkeit bestehender und geplanter Projekte nicht zu gefährden.

Darüber hinaus fehlt es nach wie vor an einer einheitlichen und rechtssicheren Definition von Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit. Ohne eine klare Operationalisierung dieser Begriffe besteht die Gefahr, dass Entgeltkomponenten in der Praxis zu widersprüchlichen Ergebnissen führen. Wir fordern die BNetzA daher auf, eine verbindliche Definition beider Begriffe als Grundlage des AgNes-Prozesses zu erarbeiten.

3. Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion – Ablehnende Bewertung

3.1 Grundsätzliche Positionierung

Die Transocean Engineering AG lehnt die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion für Erzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien entschieden ab. Diese Position basiert auf folgenden Erwägungen:

- Gefährdung der Investitionssicherheit: Sämtliche Projekte unseres Portfolios wurden unter der Prämisse kalkuliert, dass keine Einspeiseentgelte anfallen. Die nachträgliche Einführung von Kapazitätsentgelten in Höhe von 4–7 €/kW würde die Kalkulationsgrundlage unserer Bestandsanlagen einseitig und nachteilig verändern.

- Erhöhung der Finanzierungskosten: Deutsche Banken, mit denen wir zusammenarbeiten, kalkulieren Debt Service Coverage Ratios (DSCR) auf Basis bestehender regulatorischer Rahmenbedingungen. Zusätzliche, nicht einkalkulierte Fixkosten verschlechtern die DSCR-Werte und können bestehende Kreditvereinbarungen gefährden oder Nachfinanzierungen erforderlich machen.
- Kontraproduktive Wirkung auf Ausbauziele: Die Unsicherheit über künftige Einspeiseentgelte führt zu höheren Risikoaufschlägen bei der Projektfinanzierung und in EEG-Ausschreibungsgeboten, was den Förderbedarf steigert und die Ausbauziele der Bundesregierung konterkariert.
- Fehlende Entlastungswirkung für Verbraucher: Wie auch die BNetzA selbst anerkennt, werden Kapazitätsentgelte die Fixkosten der Erzeuger erhöhen. Bei EEG-Neuanlagen fließen diese Kosten in die Ausschreibungsgebote ein und erhöhen den Förderbedarf – die angestrebte Entlastung der Verbraucher wird damit nicht oder nur eingeschränkt erreicht.

3.2 Konkrete Auswirkungen auf unser Portfolio

Um die Auswirkungen zu verdeutlichen: Bei einem angenommenen Kapazitätsentgelt von 5 €/kW und einer installierten Leistung von beispielsweise 990 kWp (Solarpark Daldorf BA01) ergäbe sich eine jährliche Mehrbelastung von knapp 5.000 €. Bei einem EEG-Tarif von 0,0666 €/kWh und typischen Volllaststunden von ca. 950 h/a (Norddeutschland) entspricht dies einem erheblichen Anteil des Jahresertrags. In Verbindung mit den laufenden Betriebskosten, Pachtaufwendungen und dem Kapitaldienst kann dies den Unterschied zwischen einem wirtschaftlich tragfähigen und einem defizitären Projekt ausmachen.

Für unser Gesamtportfolio mit über 50 MW installierter Leistung würde sich eine jährliche Zusatzbelastung von 200.000 bis 350.000 € ergeben – Kosten, die in keiner unserer Wirtschaftlichkeitsberechnungen, Bankpräsentationen oder EEG-Gebotskalkulationen vorgesehen waren.

3.3 Europarechtliche Einordnung

Wir nehmen zur Kenntnis, dass die BNetzA die europarechtliche Obergrenze von 0,50 €/MWh auf Übertragungsnetzebene (VO (EU) 838/2010) um die Kosten für Systemdienstleistungen erweitern möchte. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Bindungswirkung dieser Deckelung für Verteilernetze rechtlich nicht eindeutig ist, wie auch die BNetzA selbst einräumt. Eine vorschnelle Ausdehnung auf Verteilernetze birgt erhebliche Rechtsunsicherheiten.

Der Blick auf den europäischen Vergleich bestätigt zudem, dass der Finanzierungsanteil von Einspeiseentgelten an den Netzkosten in der Mehrheit der Länder auf Übertragungsnetzebene unter 7 Prozent und auf Verteilernetzebene unter 5 Prozent der Netzkosten liegt. Der bürokratische Aufwand für die Erhebung steht damit in keinem angemessenen Verhältnis zum Ertrag.

4. Vertrauensschutz für Bestandsanlagen

4.1 Grundsätzliche Bewertung

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Beschlusskammer der Frage des Vertrauensschutzes große Aufmerksamkeit schenkt und grundsätzlich bei „Ausschreibungs-Akteuren“ zur Annahme eines Vertrauensschutzes tendiert. Dies ist aus unserer Sicht rechtlich geboten und wirtschaftlich zwingend.

Die Überlegung der BNetzA, die Realisierungspflicht nach Zuschlagserteilung als „Point of no Return“ zu definieren, ab dem Vertrauensschutz grundsätzlich besteht, ist sachgerecht. Unsere Anlagen in Daldorf, Jerichow, Papenbruch und Kretzschau wurden sämtlich auf Basis von EEG-Ausschreibungsverfahren oder vergleichbaren Fördermechanismen errichtet. Die Gebotskalkulation beruhte auf der Annahme, dass keine Einspeiseentgelte zu entrichten sind – eine Annahme, die zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe vollständig berechtigt war.

4.2 Zeitliche Abgrenzung des Vertrauensschutzes

Die BNetzA erwägt verschiedene Stichtage für das Ende des Vertrauensschutzes: die Veröffentlichung des Orientierungspapiers, eines Beschlussentwurfs oder der Festlegung. Aus Sicht der Transocean Engineering AG ist der späteste der genannten Zeitpunkte – die Veröffentlichung der sofort vollziehbaren Festlegung – der einzig sachgerechte Stichtag.

Begründung: Ein Orientierungspapier stellt lediglich eine Diskussionsgrundlage dar und begründet keine Rechtssicherheit über den Ausgang des Verfahrens. Bieter in EEG-Ausschreibungen können auf Basis eines Orientierungspapiers keine verlässliche Kostenkalkulation vornehmen, da weder die Höhe noch die konkrete Ausgestaltung der Entgelte feststeht. Eine „Doppelberücksichtigung“ – höhere Gebote bei gleichzeitig fortbestehender Entgeltbefreiung – lässt sich durch die zeitliche Analyse der Ausschreibungsergebnisse nach Veröffentlichung der Festlegung prüfen.

4.3 Differenzierung bei Anreizkomponenten

Die Argumentation der BNetzA, dass Entgelte mit Anreizfunktion aufgrund ihrer zeitlichen Beschränkung und grundsätzlichen Vermeidbarkeit eher verhältnismäßig sein können als Entgelte mit Finanzierungsfunktion, ist aus unserer Sicht nachvollziehbar. Wir stimmen zu, dass ein vorzeichengerechtes dynamisches Netzentgelt, das in Zeiten von Netzengpässen erhoben wird, für Bestandsanlagen unter engen Voraussetzungen vertretbar sein kann – sofern die in Abschnitt 5 dargelegten Bedingungen eingehalten werden.

5. Dynamische Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion

5.1 Grundsätzliche Bewertung

Dynamische Einspeiseentgelte, die an Engpassmanagementkosten anknüpfen und vorzeichengerecht ausgestaltet sind, können grundsätzlich einen sinnvollen Beitrag zur Reduzierung von Netzengpässen leisten. Voraussetzung ist jedoch, dass die Ausgestaltung maßvoll erfolgt und insbesondere die Gefahr von Überreaktionen bei EE-Anlagen mit nahezu identischen Grenzkosten adressiert wird.

Die von der BNetzA im Rechenbeispiel genannte Größenordnung von durchschnittlich 0,10 €/kWh erscheint aus unserer Sicht für die Einführungsphase deutlich zu hoch. Bei einem PV-Markterlös von teilweise unter 0,04 €/kWh in Stunden hoher Einspeisung würde ein dynamisches Entgelt von 0,10 €/kWh zu einer vollständigen Verdrängung der PV-Einspeisung führen – und zwar nicht nur der engpassverursachenden Menge, sondern auch der Menge, die problemlos transportiert werden könnte (Szenario C des BNetzA-Papiers: Überanreiz).

5.2 Anforderungen an die Ausgestaltung

Für eine sachgerechte Einführung dynamischer Einspeiseentgelte halten wir folgende Bedingungen für unabdingbar:

- Niedrige Anfangshöhe (Option 2 des BNetzA-Papiers): Start mit einer moderaten Bepreisung und sukzessive Anpassung nach empirischer Auswertung der Preissensitivität der Erzeuger. Wir unterstützen die von der BNetzA bevorzugte Option 2 ausdrücklich.
- Vorzeichengerechte Ausgestaltung: In Gebieten mit lastbedingten Engpässen muss die Einspeisung vergünstigt werden (negatives Entgelt), um zusätzliche Erzeugung anzureizen. Nur so werden symmetrische und effiziente Signale gesetzt.
- Day-Ahead-Veröffentlichung: Das Preissignal muss zeitlich so veröffentlicht werden, dass Marktakteure es in ihr Gebotsverhalten einbeziehen können. Eine Day-Ahead-Veröffentlichung vor Abschluss der Spotmärkte ist hierfür sachgerecht.
- Koordination mit Redispatch-Prozessen: Dynamische Netzentgelte müssen widerspruchsfrei mit den bestehenden Redispatch-Mechanismen (inkl. Entschädigungsregelungen) koordiniert werden. Andernfalls drohen doppelte Belastungen oder kontraproduktive Anreize.
- Begrenzung auf höhere Spannungsebenen in der Einführungsphase: Auf Spannungsebenen unterhalb der Umspannebene zur Mittelspannung ist der Aufwand zur täglichen Engpassidentifizierung im Verhältnis zu den anreizbaren Verhaltensänderungen derzeit noch zu hoch.

5.3 Besondere Herausforderungen bei PV-Anlagen

Als Betreiber von Photovoltaikanlagen weisen wir auf die besondere Problematik hin, die die BNetzA zu Recht im Szenario C (Überanreiz) identifiziert hat: PV- und Windenergieanlagen haben nahezu identische betriebliche Grenzkosten nahe null. Ein einheitliches dynamisches Netzentgelt führt daher tendenziell zu einer Alles-oder-Nichts-Reaktion – entweder speisen alle Anlagen ein oder keine.

Der von der BNetzA selbst gegebene Hinweis, dass unterschiedliche anzulegende Werte aus EEG-Ausschreibungen und unterschiedliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen (z. B. bei Biogasanlagen) eine gewisse Differenzierung der Reaktionsschwellen bewirken, ist zwar zutreffend. Für reine PV-Anlagen in einem engen regionalen Gebiet verbleibt das Problem der gleichförmigen Reaktion jedoch in erheblichem Maße. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer vorsichtigen Kalibrierung in der Einführungsphase.

6. Baukostenzuschüsse für Einspeiser

Die Transocean Engineering AG sieht in einem sachgerecht ausgestalteten Baukostenzuschuss (BKZ) grundsätzlich ein geeignetes Instrument zur Standortsteuerung und zur kapazitätsdisziplinierenden Wirkung am „Point of Entry“. Im Gegensatz zu laufenden Kapazitätsentgelten hat ein einmaliger BKZ den Vorteil, dass er bei der Investitionsentscheidung einmalig eingepreist werden kann und keine laufende, schwer kalkulierbare Belastung darstellt.

Für eine sachgerechte Ausgestaltung halten wir folgende Punkte für wesentlich:

- Verpflichtende Einführung für alle Netzbetreiber, um einheitliche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen.
- Pauschale Bemessung statt Einzelfallermittlung, um Transparenz und Planbarkeit zu gewährleisten. Eine behördlich geprüfte Tarifierung erscheint hier möglich und angebracht.
- Technologische Differenzierung: Ein regional hohes Abregelungsvolumen einer Erzeugungsart (z. B. Wind im Norden) sollte den Zubau der jeweils komplementären Technologie (z. B. PV) sowie steuerbarer Speicher nicht negativ anreizen. Dies ist für unsere geplanten Agri-PV- und BESS-Projekte von zentraler Bedeutung.
- Räumliche Differenzierung innerhalb von Netzgebieten, um eine tatsächliche Allokationssteuerung zu ermöglichen. Einheitliche BKZ können dies nicht leisten.
- Berücksichtigung Flexibler Netzanschlussregelungen (FCA): Anlagen, die sich zu einem eingeschränkten Netzanschluss verpflichten, sollten einen reduzierten BKZ zahlen.

Sofern ein sachgerechter BKZ eingeführt wird, der bereits hinreichende Finanzierungsbeiträge leistet, sollte – wie auch von der BNetzA erwogen – auf die Erhebung zusätzlicher Kapazitätspreise mit Finanzierungsfunktion verzichtet werden.

7. Auswirkungen auf Batteriespeichersysteme (BESS)

Das Orientierungspapier fokussiert sich auf volleinspeisende Erzeugungsanlagen und verweist für Speicheranlagen auf ein eigenständiges Orientierungspapier. Dennoch möchten wir bereits an dieser Stelle auf die Wechselwirkungen hinweisen:

Die Transocean-Gruppe plant aktiv den Zubau von BESS-Projekten (u. a. Solarpark III Neuenhagen mit BESS-Integration). Batteriespeicher leisten einen unmittelbaren Beitrag zur Reduzierung von Netzengpässen, indem sie überschüssige Erzeugung zwischenspeichern und zeitversetzt einspeisen. Eine Belastung von Speichern mit Einspeiseentgelten würde diesen Beitrag zur Netzentlastung konterkarieren und die Wirtschaftlichkeit von BESS-Investitionen erheblich verschlechtern.

Wir fordern daher, dass bei der Ausgestaltung der Einspeiseentgelte die positive Netzwirkung von Speichern explizit berücksichtigt und Speicher von Finanzierungsentgelten auf die Einspeiseseite ausgenommen werden.

8. Zusammenfassung und Forderungen

Die Transocean Engineering AG fasst ihre Forderungen wie folgt zusammen:

1. Keine Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion für EE-Bestandsanlagen. Der Vertrauensschutz für Anlagen, die auf Basis staatlich organisierter Ausschreibungsverfahren zugebaut wurden, ist zwingend zu gewährleisten. Der Stichtag für den Wegfall des Vertrauensschutzes sollte frühestens die Veröffentlichung der sofort vollziehbaren Festlegung sein.
2. Verzicht auf Kapazitätspreise mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser. Sofern ein BKZ eingeführt wird, der hinreichende Finanzierungsbeiträge leistet, sollte auf zusätzliche laufende Entgelte verzichtet werden.

3. Maßvolle Einführung dynamischer Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion (Option 2). Start mit niedriger Anfangshöhe, vorzeichengerechte Ausgestaltung, Day-Ahead-Veröffentlichung und belastbare Lernphase.
4. Sachgerecht ausgestaltete Baukostenzuschüsse. Verpflichtend, pauschal, technologisch und räumlich differenziert, mit Berücksichtigung von FCA.
5. Verbindliche Definition von Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit durch die BNetzA als Grundlage für die gesamte Netzentgeltreform.
6. Explizite Berücksichtigung der positiven Netzwirkung von Batteriespeichern bei der Ausgestaltung der Einspeiseentgelte.
7. Bundeseinheitliche Bemessung des Kapazitätsentgelts für Einspeiser, sofern ein solches trotz unserer Bedenken eingeführt wird, zur Vermeidung zusätzlicher Wettbewerbsunterschiede.

Die Transocean Engineering AG steht der Bundesnetzagentur und der Großen Beschlusskammer für den weiteren Dialog im AgNes-Prozess sowie für die vertiefte Diskussion in den Expertenworkshops gerne zur Verfügung.

Ansprechpartner

Jens Cange
[redacted]
Vorstand (Managing Director)
Transocean Engineering AG
Fürstentum Liechtenstein

Anlage zur Stellungnahme

Wirtschaftlichkeitsberechnung Solarpark Daldorf BA01

Transocean Engineering AG / Transocean Solarpark II GmbH
Stand: 06. März 2026 | Vertraulich

1. Projektparameter und Annahmen

Parameter	Wert	Anmerkung
Installierte Leistung	**990 kWp**	
Investitionsvolumen	**495.000 €**	500 €/kWp
Zinssatz (Annuitätendarlehen)	**4,6 %**	fest, 20 Jahre
Darlehenslaufzeit	**20 Jahre**	Volltilgung
Spezifischer Ertrag	**880 kWh/kWp/a**	Standort Norddeutschland
EEG-Einspeisevergütung	**6,60 ct/kWh**	EEG-Ausschreibung
Betriebskosten	**18 €/kWp/a**	inkl. Wartung, Versicherung, Pacht
Abschreibungsdauer	**20 Jahre**	linear

2. Jährliche Ertragsberechnung

Position	Betrag	Herleitung
Jahresertrag	871.200 kWh	990 × 880
Jahreserlös (EEG-Vergütung)	**57.499 €**	871.200 × 0.066

3. Jährliche Kostenstruktur

Kostenposition	Betrag p.a.	Herleitung
Betriebskosten	17.820 €	990 × 18
Abschreibung (linear)	24.750 €	495.000 € / 20
Annuität (Zins + Tilgung)	**38.384 €**	PMT(4,6 %, 20J)
davon Zins (Jahr 1)	22.770 €	495.000 € × 4,6 %
davon Tilgung (Jahr 1)	15.614 €	Annuität – Zins

4. Freie Liquidität (Cash Flow)

Position	Betrag p.a.	
Jahreserlös EEG	57.499 €	
– Betriebskosten	– 17.820 €	
– Annuität (Kapitaldienst)	– 38.384 €	
Freie Liquidität p.a. (OHNE Einspeiseentgelt)	**1.295 €**	
DSCR (Debt Service Coverage Ratio)	**1,03x**	Min. Bank: 1,10x
Umsatzrendite (IST)	**2,3 %**	(Erlös – Kosten) / Erlös

5. Auswirkung Einspeiseentgelt (BNetzA-Vorschlag)

Die Bundesnetzagentur skizziert im Orientierungspapier vom 17.02.2026 Kapazitätsentgelte in einer Größenordnung von 4–7 €/kW. Nachfolgend die Auswirkungen auf das Projekt Daldorf BA01:

Szenario	Entgelt p.a.	Freie Liq.	DSCR	Umsatzr.
Ohne Einspeiseentgelt	—	**1.295 €**	**1,03x**	**2,3 %**
Niedrig (4 €/kW)	3.960 €	**-2.665 €**	**0,93x**	**-4,6 %**
Mittel (5,5 €/kW)	5.445 €	**-4.150 €**	**0,89x**	**-7,2 %**
Hoch (7 €/kW)	6.930 €	**-5.635 €**	**0,85x**	**-9,8 %**

Ergebnis: In allen drei Szenarien wird die freie Liquidität negativ und der DSCR unterschreitet die bankenseitige Mindestanforderung von 1,10x deutlich. Das Projekt wäre in keinem Szenario mit Einspeiseentgelt tragfähig.

6. Typische Errichtungskosten Freiflächen-PV (Marktübersicht)

Kostenposition	€/kWp
Unterkonstruktion inkl. DC-Montage	90 €/kWp
PV-Module	110 €/kWp
Wechselrichter	40 €/kWp
Trafo / NS-Übergabestation	140 €/kWp
Elektro-Montage	100 €/kWp
Elektro-Komponenten (Kabel, etc.)	100 €/kWp
Summe Errichtungskosten (typisch)	**580 €/kWp**
Marktpreise schlüsselfertig (Bandbreite)	500–650 €/kWp

7. Zielberechnung: Erforderliche Vergütung für 20 % Umsatzrendite

7.1 Herleitung der Formel

Umsatzrendite = (Erlös – Gesamtkosten) / Erlös

Bei Ziel-Umsatzrendite von 20 %: Gesamtkosten = 80 % × Erlös

Daraus: Erlös = Gesamtkosten / 0,80

Erforderliche Vergütung = Erlös / Jahresertrag (kWh)

7.2 Berechnung bei 500 €/kWp (aktuelles Investment)

Rechenschritt	Betrag	Herleitung
Betriebskosten p.a.	17.820 €	990 × 18
Annuität p.a. (500 €/kWp)	38.384 €	PMT(4,6%; 20J; 495.000 €)
Gesamtkosten p.a.	**56.204 €**	BK + Annuität
Erforderlicher Erlös (20 % Rendite)	**70.255 €**	56.204 € / 0,80
Erforderliche Vergütung	**8,06 ct/kWh**	70.255 € / 871.200 kWh
Aktuelle EEG-Vergütung	6,60 ct/kWh	
Differenz (Mehrbedarf)	**+1,46 ct/kWh**	**+22 %**

7.3 Berechnung MIT Einspeiseentgelt (5,5 €/kW)

Rechenschritt	Betrag	Herleitung
Gesamtkosten p.a. (ohne Entgelt)	56.204 €	
+ Einspeiseentgelt 5,5 €/kW	+ 5.445 €	990 × 5,5
Gesamtkosten p.a. MIT Entgelt	**61.649 €**	
Erforderlicher Erlös (20 % Rendite)	**77.061 €**	61.649 € / 0,80
Erforderliche Vergütung	**8,85 ct/kWh**	**+34 % vs. aktuell**

7.4 Ziel-Investitionskosten für 20 % Rendite bei 6,6 ct/kWh

Umgekehrte Fragestellung: Welche Investitionskosten (in €/kWp) wären maximal zulässig, um bei der aktuellen Vergütung von 6,6 ct/kWh eine Umsatzrendite von 20 % zu erreichen?

Position	Wert	
Max. Investitionskosten für 20 % Rendite	**367 €/kWp**	
Typische Errichtungskosten (Markt)	**580 €/kWp**	
Delta (Überschreitung)	**+213 €/kWp**	58 % über Zielwert

8. Fazit

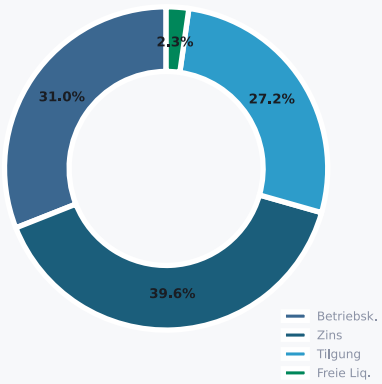
Die vorliegende Berechnung belegt für das Referenzprojekt Solarpark Daldorf BA01:

- Bei einer EEG-Vergütung von 6,6 ct/kWh und Finanzierungskosten von 4,6 % ist eine Umsatzrendite von 20 % nur erreichbar, wenn die Errichtungskosten bei ca. 367 €/kWp liegen. Dies liegt deutlich unter den aktuellen Marktpreisen für schlüsselfertige Freiflächenanlagen (ca. 500–650 €/kWp).
- Für eine Umsatzrendite von 20 % bei realistischen Errichtungskosten von 500 €/kWp wäre eine Vergütung von mindestens 8,06 ct/kWh erforderlich – das sind 22 % mehr als die aktuelle EEG-Vergütung.
- Mit dem vorgeschlagenen Einspeiseentgelt (5,5 €/kW) steigt die erforderliche Vergütung auf 8,85 ct/kWh – das wären 34 % über dem heutigen Niveau.
- Das Projekt ist mit dem aktuellen Investment von 500 €/kWp zwar cashflow-positiv (freie Liquidität 1.295 € p.a.), weist aber aufgrund der hohen Zinsbelastung und Abschreibungen eine Umsatzrendite von lediglich 2,3 % aus.
- Bereits ohne Einspeiseentgelt liegt der DSCR mit 1,03x unter der bankenseitigen Mindestanforderung von 1,10x. Mit Einspeiseentgelt verschlechtert sich der DSCR auf 0,85–0,93x – ein klarer Covenant-Bruch.
- Jede zusätzliche Belastung durch Einspeiseentgelte macht das Projekt defizitär und gefährdet bestehende Finanzierungsvereinbarungen.

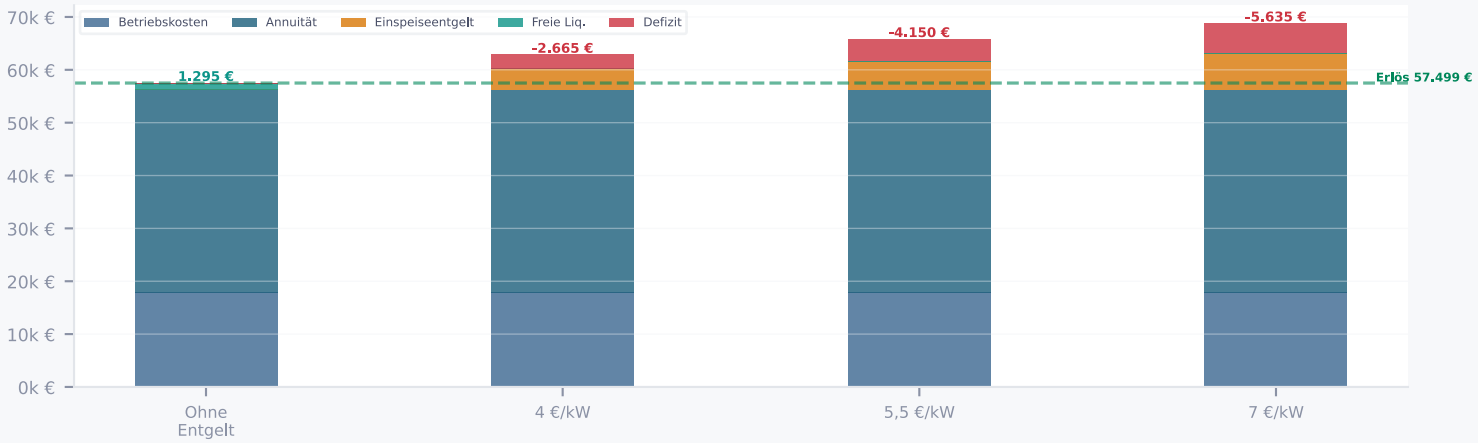
Jahreserlös	Betriebskosten	Annuität	Freie Liquidität	DSCR	Umsatzrendite
57.499 €	17.820 €	38.384 €	1.295 €	1.03x	2.3 %
871.200 kWh	18 €/kWp p.a.	Zins + Tilgung	ohne Entgelt	Min. Bank 1,10x	IST

Erlöse vs. Kosten (p.a.)

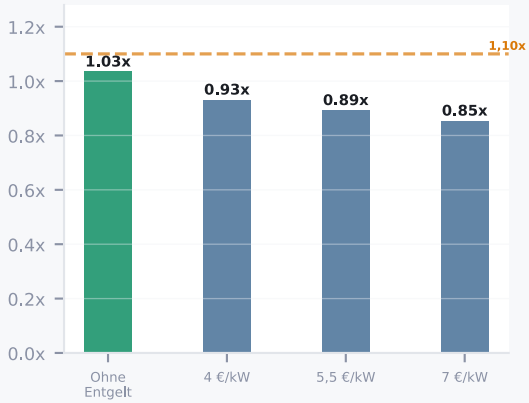
Erlösverwendung (Jahr 1)



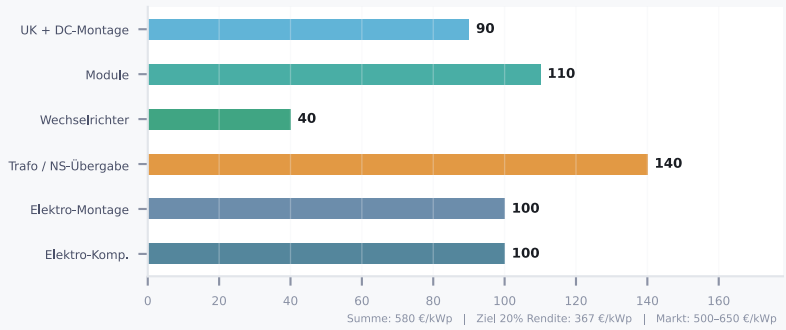
Kostenvergleich mit Einspeiseentgelt (Erlös: 57.499 €)



DSCR-Vergleich



Errichtungskosten (€/kWp)



Fazit

Erforderliche Vergütung für 20 % Rendite

Bei 500 €/kWp ohne Entgelt:

8.06 ct/kWh +22 %

Mit Einspeiseentgelt 5,5 €/kW:

8.85 ct/kWh +34 %

Aktuelle EEG-Vergütung:

6.6 ct/kWh

Investitionsvergleich bei 6,6 ct/kWh

367 €/kWp

max. zulässig für 20 % Rendite

580 €/kWp

typische Errichtungskosten

Delta: +213 €/kWp

(58 % über Zielwert)

Kernaussage

Selbst ohne Einspeiseentgelt ist eine 20 %-Rendite bei aktuellen Marktpreisen nicht erreichbar.

Das Projekt ist bei 500 €/kWp cashflow-positiv (+1.295 €/a), aber mit einer Umsatzrendite von nur 2,3 %.

Jedes Einspeiseentgelt macht das Projekt defizitär.