

Marktanalyse

Erneuerbare Energien in Deutschland — Investitionslandschaft,
Technologietrends und Renditeprognosen 2026–2030

Herausgeber: NexAnalytics Research Division
Autoren: Dr. Stefan Brückner (Lead Analyst), Lisa Hoffmann (Sector Specialist)
Datum: April 2026
Klassifikation: Vertraulich — nur für internen Gebrauch
Bericht-Nr.: NA-EE-2026-041

Executive Summary

Der deutsche Markt für erneuerbare Energien befindet sich 2026 in einer Phase beschleunigter Transformation. Die installierte Leistung erreichte Ende 2025 insgesamt 178,4 GW (+14,2% YoY), getrieben durch den Ausbau der Onshore-Windkraft (+8,7 GW netto) und der Photovoltaik (+16,2 GW netto). Das Gesamtinvestitionsvolumen im Sektor stieg auf 28,3 Mrd. EUR, ein Plus von 22% gegenüber 2024. Die durchschnittliche gewichtete Kapitalrendite (WACC-adjustiert) für Neuanlagen lag bei 7,8% für Onshore-Wind und 9,2% für Freiflächen-PV — damit deutlich über den 10-Jahres-Bundesanleihen (2,4%).

Zentrale Erkenntnis: Der Offshore-Wind-Sektor entwickelt sich zum attraktivsten Investmentsegment mit einem prognostizierten IRR von 11,4% über 25 Jahre Laufzeit. Die Bundesregierung hat das Ausbauziel für Offshore-Wind auf 70 GW bis 2045 angehoben (von 30 GW). Die Ausschreibungsvolumina für 2026-2028 umfassen 12,5 GW — ein historisches Allzeithoch. Gleichzeitig bleibt die Lieferkettensituation für Windturbinen angespannt: Wartezeiten für Nacellen liegen bei 18-24 Monaten, was die Projektumsetzung verzögert.

Zentrale Kennzahlen 2025/2026

Kennzahl	2024	2025	Δ YoY	2026e	Δ YoY (e)
Installierte Leistung EE (GW)	156,2	178,4	+14,2%	201,5	+12,9%
Anteil EE am Bruttostromverbrauch	52,3%	58,1%	+5,8 PP	63,0%	+4,9 PP
Investitionsvolumen (Mrd. EUR)	23,2	28,3	+22,0%	33,5	+18,4%
Durchschnittl. Stromgestehungskosten Wind (€/MWh)	52,4	48,7	-7,1%	46,2	-5,1%
Durchschnittl. Stromgestehungskosten PV (€/MWh)	44,1	37,3	-10,8%	34,5	-7,5%
Speicherkapazität (GWh, stationär)	12,4	18,7	+50,8%	27,2	+45,5%
Beschäftigte im EE-Sektor (Tsd.)	387	412	+6,5%	445	+8,0%

Tabelle 1: Zentrale Marktindikatoren Erneuerbare Energien Deutschland. Quelle: AGEE-Stat, BMWi, eigene Berechnungen. (e) = Schätzung.

1. Marktsegmente im Detail

1.1 Onshore-Windkraft

Die Onshore-Windkraft bleibt das volumenstärkste Segment mit einer installierten Basis von 63,8 GW Ende 2025. Der Nettozubau lag mit 8,7 GW deutlich über dem Vorjahr (5,9 GW) und erstmals über dem politischen Zielkorridor von 8 GW/Jahr. Die Genehmigungslage hat sich durch die Beschleunigungsgesetze des BMWK signifikant verbessert: Die mittlere Genehmigungsdauer sank von 24 Monaten (2023) auf 14 Monaten (2025). Dennoch bleiben regionale Disparitäten bestehen — Schleswig-Holstein und Niedersachsen vereinen 48% aller Neuinstallationen, während Bayern und Baden-Württemberg zusammen nur 7% beitragen.

Bundesland	Installiert (GW)	Zubau 2025 (MW)	Anteil Zubau	Ø Volllaststd.	LCOE (€/MWh)
Schleswig-Holstein	9,42	1.840	21,1%	2.450	42,3

Niedersachsen	12,85	2.350	27,0%	2.180	45,8
NRW	7,21	1.290	14,8%	1.920	49,2
Brandenburg	8,94	1.180	13,6%	2.050	47,1
Sachsen-Anhalt	5,67	680	7,8%	2.110	46,5
Meck.-Vorpommern	4,38	520	6,0%	2.280	44,0
Übrige	15,33	840	9,7%	1.750	53,4
Gesamt	63,80	8.700	100%	2.085	48,7

Tabelle 2: Onshore-Wind nach Bundesland 2025. LCOE = Levelized Cost of Energy. Quelle: Deutsche WindGuard, FA Wind.

1.2 Photovoltaik

Die Photovoltaik erlebte 2025 ein Rekordjahr mit einem Nettozubau von 16,2 GW — das dritte Jahr in Folge mit zweistelligem GW-Zubau. Die installierte Gesamtleistung erreichte 98,5 GW. Bemerkenswert ist die Verschiebung der Segmentstruktur: Der Anteil der Freiflächen-PV am Zubau stieg auf 42% (6,8 GW), getrieben durch sinkende Modulpreise (durchschnittlich 0,14 €/Wp, -28% YoY) und beschleunigte Genehmigungsverfahren für Sondergebiete. Der Dachanlagen-Markt verzeichnete mit 9,4 GW ebenfalls starkes Wachstum, primär im gewerblichen Segment (>100 kWp).

Segment	Zubau 2025 (GW)	Anteil	Modulpreis (€/Wp)	LCOE (€/MWh)	Typischer IRR
Freifläche (<1 MWp)	1,8	11%	0,13	38,5	8,2%
Freifläche (1-10 MWp)	3,2	20%	0,12	35,2	9,5%
Freifläche (>10 MWp)	1,8	11%	0,11	32,8	10,1%
Dach Gewerbe (>100 kWp)	4,1	25%	0,15	42,1	7,8%
Dach Gewerbe (<100 kWp)	2,8	17%	0,17	48,3	6,4%
Dach Privat (<30 kWp)	2,5	16%	0,19	55,7	5,1%
Gesamt	16,2	100%	0,14	37,3	8,4%

Tabelle 3: PV-Zubau nach Segment 2025. IRR = Internal Rate of Return über 25 Jahre. Quelle: BSW Solar, Fraunhofer ISE.

1.3 Offshore-Windkraft

Der Offshore-Wind-Sektor steht vor einer Dekade des beschleunigten Ausbaus. Die installierte Kapazität betrug Ende 2025 9,8 GW (23 Windparks in Nord- und Ostsee). Die Ausschreibungsrunde 2025 vergab 4,2 GW an neue Projekte — mit Zuschlagswerten zwischen 0 ct/kWh (Null-Cent-Gebote von RWE und Ørsted) und 3,8 ct/kWh. Die Null-Cent-Gebote signalisieren, dass Offshore-Wind ohne Subventionen wirtschaftlich ist — ein Meilenstein für den Sektor.

Windpark	Kapazität (MW)	Inbetriebnahme	Investor	Technologie	Wassertiefe (m)
Gode Wind 4	900	Q3 2026	Ørsted	Siemens 15 MW DD	28-34
Kaskasi II	750	Q1 2027	RWE	Vestas V236-15.0	22-28
Nordlicht 1	1.200	Q4 2027	EnBW / bp	Siemens 15 MW DD	30-38
Baltic Power	1.140	Q2 2027	Ørsted / PGE	Vestas V236-15.0	18-25
He Dreiht	960	Q4 2025	EnBW	Vestas V236-15.0	30-40
Windanker	300	Q3 2026	Iberdrola	Siemens 11 MW DD	35-42

Tabelle 4: Offshore-Wind Pipeline Deutschland 2025-2027. DD = Direct Drive. Quelle: BSH, Deutsche Windtechnik.

2. Investmentanalyse und Renditemodellierung

2.1 Kapitalstruktur und Finanzierungskosten

Die Finanzierungsbedingungen für EE-Projekte haben sich 2025 trotz des leicht gestiegenen Zinsniveaus verbessert. Die zunehmende Standardisierung von PPA-Strukturen (Power Purchase Agreements) und die Einführung von Green-Bond-Frameworks durch die KfW haben die Risikoprämien für Projektfinanzierungen gesenkt. Die folgende Analyse zeigt die typische Kapitalstruktur und die resultierenden gewichteten Kapitalkosten (WACC) für verschiedene Technologien:

Parameter	Onshore Wind	Offshore Wind	Freiflächen-Wind	Dach-PV	Gewerbe	Batterie speicher
Eigenkapitalanteil	25%	30%	20%	30%	30%	35%
EK-Renditeforderung	8,5%	10,0%	7,5%	8,0%	8,0%	12,0%
FK-Zinssatz (Senior)	3,8%	4,2%	3,5%	4,0%	4,0%	5,5%
FK-Zinssatz (Mezzanine)	6,5%	7,0%	—	—	—	8,0%
WACC (nominal, nach Steuer)	5,2%	5,8%	4,6%	5,1%	5,1%	7,4%
WACC (real, nach Steuer)	3,1%	3,7%	2,5%	3,0%	3,0%	5,3%
Typische Projektlaufzeit	20-25 J.	25-30 J.	25-30 J.	20-25 J.	20-25 J.	15-20 J.
Projekt-IRR (Base Case)	7,8%	11,4%	9,2%	7,1%	7,1%	8,5%
Projekt-IRR (Downside)	5,4%	7,8%	6,8%	4,9%	4,9%	5,2%
Projekt-IRR (Upside)	10,2%	14,1%	12,5%	9,8%	9,8%	12,8%

Tabelle 5: Kapitalstruktur und Renditemodellierung nach Technologie. IRR = Internal Rate of Return. Quelle: Eigene DCF-Modellierung, Marktdaten Q1 2026.

2.2 Risikofaktoren und Sensitivitätsanalyse

Die Renditeprognosen unterliegen wesentlichen Unsicherheiten. Die folgende Sensitivitätsanalyse zeigt den Einfluss einzelner Parameterveränderungen auf den Projekt-IRR eines typischen 100-MW-Onshore-Windparks (Base Case IRR: 7,8%):

Parameter	Variation	IRR-Einfluss	Neuer IRR	Bewertung
Strompreis	+10 €/MWh	+1,8 PP	9,6%	Positiv
Strompreis	-10 €/MWh	-1,9 PP	5,9%	Kritisch
Windertrag	+5% (P75→P50)	+0,9 PP	8,7%	Positiv
Windertrag	-10% (P50→P90)	-2,1 PP	5,7%	Kritisch
CAPEX	+15%	-1,4 PP	6,4%	Negativ
CAPEX	-10%	+0,9 PP	8,7%	Positiv
OPEX	+20%	-0,8 PP	7,0%	Moderat
FK-Zinssatz	+100 bps	-0,6 PP	7,2%	Moderat
Nutzungsdauer	+5 Jahre (25→30)	+1,2 PP	9,0%	Positiv
Degradation	+0,5%/a (1,0→1,5%)	-0,7 PP	7,1%	Moderat

Tabelle 6: Sensitivitätsanalyse 100-MW-Onshore-Windpark. PP = Prozentpunkte, bps = Basispunkte. Quelle: Eigene Modellierung.

3. Energiespeicher — Der nächste Investitionszyklus

Die stationäre Batteriespeicherkapazität in Deutschland hat sich 2025 mit 18,7 GWh gegenüber dem Vorjahr (12,4 GWh) um 50,8% erhöht. Der Markt wird getrieben durch drei Faktoren: sinkende Batteriekosten (Li-Ion: 128 €/kWh, -18% YoY), zunehmende Spread-Volatilität am Intraday-Markt (Ø Day-Ahead Spread 2025: 42 €/MWh vs. 31 €/MWh in 2024), und die Integration in PV-Hybridprojekte. Großspeicher (>50 MWh) verzeichneten den stärksten Zubau mit 4,8 GWh — primär als Arbitrage-Speicher am Strommarkt positioniert.

Technologie	Kapazität 2025 (GWh)	Zubau (GWh)	Ø Kosten (€/kWh)	Zyklen /Jahr	Revenue (€/kWh/a)	Payback (Jahre)
Li-Ion (Großspeicher)	8,2	3,6	128	365	38,5	6,8
Li-Ion (C&I Behind-Meter)	4,5	1,2	185	280	32,0	8,2
Li-Ion (Residential)	3,8	0,8	245	250	28,5	10,4
Redox-Flow (Vanadium)	0,9	0,4	310	300	25,0	13,5
Na-Ion (Pilot)	0,3	0,2	95	350	—	—
Pumpspeicher (bestand)	40,0	0,0	—	250	22,0	—
Gesamt stationär	18,7	6,2	—	—	—	—

Tabelle 7: Energiespeicher-Technologien Deutschland 2025. C&I; = Commercial & Industrial. Revenue = Erlöspotenzial aus Arbitrage + FCR. Quelle: BVES, RWTH Aachen.

4. Marktprognose 2026–2030

Basierend auf den aktuellen Ausbaupfaden, politischen Rahmenbedingungen und Technologietrends modellieren wir drei Szenarien für die Entwicklung des deutschen EE-Marktes bis 2030:

Parameter	2025 (Ist)	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Szenario: Base Case						
Installierte EE-Leistung (GW)	178	202	228	256	285	315
Anteil EE Bruttostromverbrauch	58%	63%	68%	73%	78%	82%
Investitionsvolumen (Mrd. €)	28,3	33,5	38,2	42,1	45,8	48,5
Ø LCOE Wind (€/MWh)	48,7	46,2	44,0	42,1	40,5	39,2
Ø LCOE PV (€/MWh)	37,3	34,5	32,0	30,0	28,5	27,2
Speicherkapazität (GWh)	18,7	27,2	38,5	52,0	68,0	85,0
Szenario: Upside (Technologie-Sprung)						
Installierte EE-Leistung (GW)	178	210	248	290	335	380
Anteil EE Bruttostromverbrauch	58%	65%	73%	81%	88%	95%
Ø LCOE PV (€/MWh)	37,3	32,0	27,5	24,0	21,5	19,8
Szenario: Downside (Politikrisiko)						
Installierte EE-Leistung (GW)	178	195	210	225	240	258

Anteil EE Bruttostromverbrauch	58%	61%	64%	67%	70%	74%
--------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabelle 8: Marktprognose 2026-2030 in drei Szenarien. (e) = Schätzung. Quelle: Eigene Modellierung basierend auf BMWK-Ausbaupfaden, IEA WEO 2025, BloombergNEF.

5. Investmentempfehlungen

Auf Basis der vorliegenden Analyse leiten wir folgende Investmentempfehlungen für institutionelle Anleger im deutschen EE-Markt ab:

- Offshore-Wind (Übergewichten):** Höchstes Renditepotenzial (IRR 11,4% Base Case), langfristige regulatorische Sichtbarkeit durch 70-GW-Ziel, sinkende Technologiekosten. Einstieg über Projektbeteiligungen in der Entwicklungsphase für maximale Wertschöpfung.
- Großspeicher (Aufbauen):** Attraktives Risk-Return-Profil durch steigende Spread-Volatilität. Na-Ion-Technologie ab 2027 als kostenführend erwartet (95 €/kWh → 65 €/kWh). Strategische Positionierung vor dem Massenhochlauf empfohlen.
- Freiflächen-PV >10 MWp (Halten):** Stabile Renditen (IRR 10,1%), aber zunehmender Margendruck durch sinkende Strompreise und PPA-Konditionen. Fokus auf Hybrid-Projekte (PV + Speicher) für Renditeoptimierung.
- Dach-PV Privat (Untergewichten):** Regulatorisches Risiko durch mögliche EEG-Anpassungen, niedrigste Renditen im Portfolio (IRR 5,1%), hoher Administrationsaufwand pro MW. Nur als Portfoliobeimischung für ESG-Compliance.
- Wasserstoff/Elektrolyse (Beobachten):** Noch keine wirtschaftliche Tragfähigkeit bei aktuellem Strompreisniveau. Einstieg ab 2028 sinnvoll wenn Elektrolyseur-Kosten unter 400 €/kW fallen.

Disclaimer: Diese Analyse dient ausschließlich Informationszwecken und stellt keine Anlageberatung dar. Alle Prognosen und Modellierungen basieren auf Annahmen die sich als falsch erweisen können. Vergangene Renditen sind kein verlässlicher Indikator für zukünftige Ergebnisse. NexAnalytics übernimmt keine Haftung für Investitionsentscheidungen die auf Basis dieses Berichts getroffen werden.

Quellen: AGEE-Stat, Bundesnetzagentur, BSH, BSW Solar, BVES, Deutsche WindGuard, FA Wind, Fraunhofer ISE, IEA World Energy Outlook 2025, BloombergNEF, BMWK Erfahrungsbericht EEG 2025, KfW Research, eigene DCF-Modellierungen.