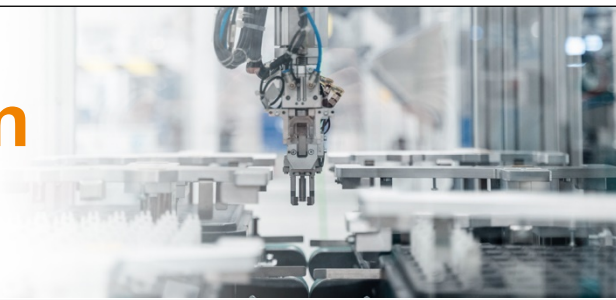




Unternehmensanleihen

Eine Research-Publikation der DZ BANK AG



Energiewende wird erwachsen

- » **Bundesregierung will die Energiewende kosteneffizienter gestalten, Transformation der Energieinfrastruktur dürfte sich fortsetzen.**
- » **Leichte Bremsspuren bei Windkraft an Land und Photovoltaik nicht auszuschließen, Offshore-Wind sollte hingegen Rückenwind verspüren.**
- » **Nach wie vor deutlicher Nachholbedarf beim Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze, langfristig zeigt sich jedoch spürbares Einsparpotenzial.**

Zusammenfassung

Das Bundeswirtschaftsministerium hat zuletzt **zehn wirtschafts- und wettbewerbsfreundliche Schlüsselmaßnahmen** vorgestellt, deren Umsetzung die Basis für eine **krisenfeste Strom-Versorgung** schaffen soll. Auf dieser Grundlage hat Bundeswirtschaftsministerin Reiche konkrete Gesetzesvorschläge für eine grundlegende Reform der bisherigen Energiepolitik ausgearbeitet, die in einer **geplanten Novelle des EEG** und **WindSeeG** sowie einem **Netzanschlusspaket** mündeten. Zudem wurde mit dem **StromVKG** die neue Kraftwerksstrategie auf den Weg gebracht, um die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besser abzusichern. Gleichzeitig befindet sich die **Regulierung von Strom- und Gasnetzen** hierzulande in einem **grundlegenden Wandel**. Diese Vorhaben sind allesamt von **großer wirtschaftlicher Bedeutung** für die Energieunternehmen in Deutschland.

Die vorgesehenen Reformen enthalten unseres Erachtens allerdings **keine Maßnahmen**, die die **Erneuerbare-Energien-Branche existenziell bedrohen** würde. **Oberstes Ziel** der geplanten Gesetze ist unserer Ansicht nach vielmehr, die **Energiewende hierzulande kosteneffizienter zu gestalten** und die finanziellen Anreize besser auf das Gesamtziel abzustimmen. Die Wirtschaftsministerin zielt dabei mit dem vorgesehenen Netzanschlusspaket unter anderem auf die sogenannten **Redispatch-Kosten** ab, die in der jüngeren Vergangenheit stark gestiegen sind. Das neue WindSeeG könnte den **Ausbau bei Offshore-Wind** sogar wieder **beschleunigen**. Darüber hinaus sollte der künftige Regulierungsrahmen für ein **weiterhin freundliches regulatorisches Umfeld** sorgen. In Anbetracht des fortschreitenden Netzausbaus zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland dürfte die BNetzA weiterhin für angemessene Netzvergütungen sorgen.

In diesem Umfeld sollten sowohl die Stromerzeuger als auch die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in Deutschland ihre **ambitionierten Wachstumsprogramme** nach wie vor planmäßig umsetzen. Die ehrgeizige Investitionsoffensive eröffnet den Versorgern unverändert ein **stetiges Ertrags- und Cashflow-Wachstum**. Gleichzeitig haben die von uns gecoverten Branchenvertreter die **Verschuldung weiterhin im Blick**. Vielfältige Maßnahmen dürften die finanzielle Flexibilität in einem ausreichenden Maße sicherstellen. Für **Fixed-Income-Investoren** sollte sich die **Verschuldungssituation** bei den mittlerweile oftmals teilstaatlichen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern daher weiterhin als **akzeptabel** darstellen.

ANLEIHEN

Fertiggestellt:
14.9.2026 15:39 Uhr

www.research.dzbank.de
Bloomberg DS DZB <GO>

Ersteller/in:

Linda Yu, ANALYSTIN
+49 69 7447-57217
Linda.Yu@dzbank.de

Mario Kristl, CCrA, ANALYST
+49 69 7447-90063
Mario.Kristl@dzbank.de

AKTUELLE ENERGIEPOLITIK DER BUNDESREGIERUNG

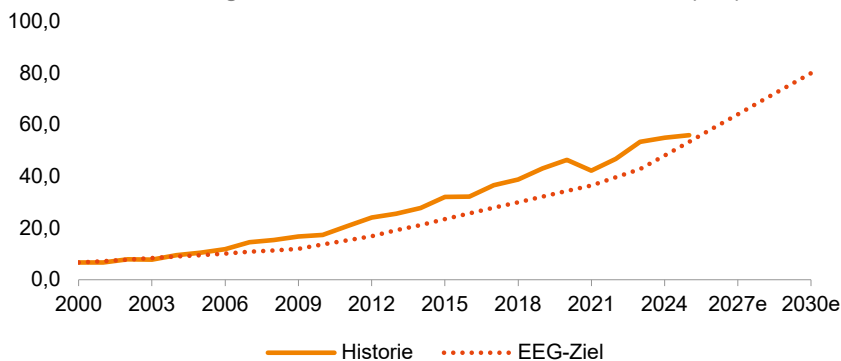
Deutschland hält an der Energiewende fest

Als die derzeitige Bundesregierung im Mai 2025 ihr Amt antrat, gab es in der Energiebranche Befürchtungen, dass die **Koalition aus CDU/CSU und SPD** deutliche Abstriche bei der Energiewende machen könnte, wenngleich sich die Parteien in ihrem Koalitionsvertrag **nach wie vor der Energiewende verpflichteten**. So sollen insbesondere die **erneuerbaren Energien** – im Einklang mit den europäischen Klimazielen – **weiter ausgebaut** werden. Auf lange Sicht wird jedoch – unter Berücksichtigung von EU-Vorgaben – fortan eine **vollständige Refinanzierung (ohne Subventionen)** der erneuerbaren Energien im Markt angestrebt. Zudem bekannte sich die Koalition zum Ziel der **Klimaneutralität bis zum Jahr 2045**. Auch am deutschen Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 hält die Regierung (bislang) fest. Allerdings sollen sämtliche Bereiche der Energiepolitik stärker auf **Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit** ausgerichtet werden. Die Bundesregierung verständigte sich zudem auf einen Ansatz, der die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit, den Klimaschutz und die soziale Ausgewogenheit stärker zusammenbringt und mehr auf Innovationen setzt.

Aktuelle Bundesregierung setzt grundsätzlich auf energiepolitische Kontinuität

Spürbarer Anstieg des erneuerbaren Anteils am Stromverbrauch

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch vs. Zielwert bis 2030 (in %)



Quelle: BDEW, Umweltbundesamt, DZ BANK

Einen ersten Vorgeschmack auf eine mögliche Reform der Energiepolitik gab es mit dem **Monitoringbericht zur Energiewende** („Realitätscheck“) von Wirtschaftsministerin Reiche im September 2025. Die Regierungsparteien hatten sich im Koalitionsvertrag auf ein entsprechendes Monitoring verständigt. Mit dem Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln und dem Beratungsunternehmen BET Consulting mit dem Titel „Energiewende.Effizient.Machen“ ließ Reiche insbesondere die von der Vorgängeregierung zugrunde gelegten **Annahmen für die Energiewende überprüfen**. Die Wirtschaftsministerin hatte bereits zuvor wiederholt darauf hingewiesen, dass der nachhaltige Umbau der **deutschen Energielandschaft vor allem kosteneffizienter und marktorientierter** werden müsse. Reiche verwies dabei auf bereits bestehende Belastungen im Rahmen der Energiewende für die öffentlichen Haushalte. EEG-Kosten, Kapazitäts- und Netzreserve, Redispatch-Kosten und Subventionen für die Netze sowie die Senkung der Energiepreise verursachen nach Ansicht der Wirtschaftsministerin bereits jährliche Systemkosten von über 36 Mrd. Euro. Bis zum Jahr 2035 könnten diese Systemkosten gemäß des McKinsey-Strommarktreport 2026 sogar auf 90 Mrd. Euro pro Jahr ansteigen.

Bisherige Annahmen für die Energiewende wurden bereits überprüft

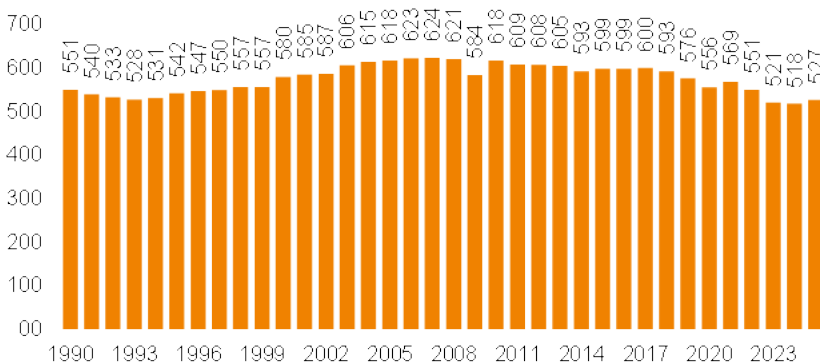
Eine zentrale Kenngröße der **Vorgängerregierung** war dabei der **prognostizierte Stromverbrauch**. So hatte die damalige Ampelkoalition einen Anstieg des Stromverbrauchs (brutto) in Deutschland bis zum **Jahr 2030** auf bis zu **750 Terawattstunden (TWh)** prognostiziert und daraus eine geplante Erzeugungsleistung für Windenergie und Photovoltaik von insgesamt 360 Gigawatt (GW) im Jahr 2030 (installierte Leistung Ende 2025: 195,9 GW) abgeleitet. Bis 2035 wurde ursprünglich sogar eine Stromverbrauchsprognose von 1.000 TWh zugrunde gelegt, auf deren Basis die Vorgängerregierung bis zum Jahr 2040 eine geplante Erzeugungsleistung für Windenergie und Photovoltaik von insgesamt 615 GW errechnete.

Vorgängerregierung unterstellte starken Anstieg des Stromverbrauchs

Das von der Wirtschaftsministerin beauftragte Gutachten kam allerdings zu dem Ergebnis, dass bis zum **Jahr 2030** von einem **Strombedarf von 600 bis 700 TWh** auszugehen sei. Reiche verwies darauf, dass der Strombedarf im Jahr 2030 sogar **eher am unteren Ende dieser Spanne** liegen werde. Die **frühere Ampelregierung** hatte nicht nur nach Ansicht der Wirtschaftsministerin **zu optimistische Annahmen** insbesondere zu der sogenannten Sektorkopplung (Verbindung und Abstimmung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr), der Elektromobilität, dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sowie der fortschreitenden Digitalisierung unterstellt. Insgesamt stellten die Ergebnisse des Gutachtens zum zukünftigen Stromverbrauch aber keine allzu große Überraschung dar. In den letzten Jahren verdeutlichten bereits zahlreiche Studien, dass die bei der **Ampel-Regierung zugrunde gelegten Schätzungen** für den zukünftigen Stromverbrauch in Deutschland **deutlich zu hoch waren**. Die Analysen ergaben mehr oder weniger allesamt, dass der Strombedarf in den kommenden Jahren weniger stark ansteigen wird als von der damaligen Ampelkoalition erwartet.

Stromverbrauch dürfte bis zum Jahr 2030 weniger stark steigen als von der Ampelkoalition prognostiziert

Stromverbrauch (brutto) in Deutschland
In TWh



Quelle: Umweltbundesamt, DZ BANK

Der **Bruttostromverbrauch im Jahr 2025** lag in Deutschland bei rund **527 TWh** (netto: 440 TWh, abzüglich Netzverluste sowie Eigenverbrauch der Kraftwerke), nach 518 TWh im Jahr zuvor. Vor allem die **kältere Witterung im letzten Jahr** sorgte infolge eines höheren Heiz- und Energiebedarfs für den leichten Anstieg. Blickt man hingegen in die jüngere Vergangenheit, so zeigt sich, dass der deutsche Stromverbrauch im Jahr 2007 mit 624 TWh einen Höhepunkt erreichte. Die damalige Bundesregierung initiierte allerdings mit einem Energiekonzept zahlreiche Maßnahmen, um den Stromverbrauch bis zum Jahr 2020 um 10% gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2008 zu reduzieren. Dieses Ziel wurde zwar erreicht (Rückgang bis 2020: -10,5%), jedoch ging der Stromverbrauch im Jahr 2020 hauptsächlich durch die damalige Corona-Pandemie zurück. Nach einem Anstieg des Stromverbrauchs im Jahr 2021 sank der Bedarf an Elektrizität in den Jahren

Bruttostromverbrauch in den letzten Jahren von Corona-Pandemie und Ukraine-Krieg geprägt

2022 und 2023 auf den jeweils niedrigsten Wert seit der Wiedervereinigung. In diesen beiden Jahren machten sich allerdings der Ukraine-Krieg und die damit verbundene Energiekrise (verstärkte Stromeinsparbemühungen im Zuge von möglichen Erdgasengpässen, Rückgang der Industrieproduktion) negativ bemerkbar.

Nicht zuletzt auf Basis des in Auftrag gegebenen Monitoringberichts zur Energiewende, der vor allem ein verbessertes Zusammenspiel von Strom-Angebot, -Nachfrage und -Infrastruktur in Deutschland fordert, hat das **Bundeswirtschaftsministerium grundlegende Reformen in der Energiepolitik** initiiert. Zwar verwies Reiche auf die bisherigen Erfolge vor allem beim Ausbau der erneuerbaren Energien. An dem Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 80% zu erhöhen, will sie unverändert festhalten. Aber die Wirtschaftsministerin betonte, dass die deutsche Energiepolitik nicht zuletzt zur Erhöhung der Kosteneffizienz neu ausgerichtet werden müsse. Nur eine innovative Neuausrichtung der Energiewende würde ihrer Meinung nach die **Attraktivität Deutschlands als moderner, attraktiver Standort für Industrie und Mittelstand aufrechterhalten** und gleichzeitig dem **Klimaschutz dienen**. Zudem würde nur eine wirtschaftlich sinnvolle und realistische Energiepolitik eine **gesellschaftlich hohe Akzeptanz gewährleisten**. Die Wirtschaftsministerin bemängelte insbesondere, dass die installierte Leistung aus Solar und Wind heutzutage phasenweise weit über den realen Strombedarf hinausgeht, während bei Dunkelflaute (Zeiten mit wenig Wind und wenig Sonne) die Versorgungslücke nur durch fossile Erzeuger oder Importe geschlossen werden könne. Als Folge dieser ungesteuerten Stromproduktion (vor allem in den Sommermonaten) entstehen teure Strom-Überschüsse, die – zumeist subventioniert – ins Ausland exportiert werden. Die Wirtschaftsministerin postuliert daher vor allem eine höhere System- und Markt-orientierung sowie einen ganzheitlichen Ansatz einer reformierten Energiepolitik.

**Wirtschaftsministerin Reiche fordert
Neuausrichtung der Energiepolitik**

Zehn wirtschafts- und wettbewerbsfreundliche Schlüsselmaßnahmen der Bundesregierung



Quelle: Bundeswirtschaftsministerium, DZ BANK

Vor diesem Hintergrund hat das Bundeswirtschaftsministerium im Rahmen des Monitoringberichts **zehn wirtschafts- und wettbewerbsfreundliche Schlüsselmaßnahmen** vorgestellt, deren Umsetzung unter anderem die Basis für eine krisenfeste Strom-Versorgung und eine verbesserte Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft schaffen soll. Als eine zentrale Schlüsselmaßnahme soll sich

**Zehn Schlüsselmaßnahmen für eine
kosteneffizientere Energiewende**

dabei der **Ausbau sowohl der erneuerbaren Energien als auch der Stromnetzinfrastruktur** zukünftig im Rahmen einer ideologiefreien Bedarfsermittlung an **realistischen Strombedarfsszenarien** orientieren, um ineffiziente Überkapazitäten zu vermeiden. Das Bundeswirtschaftsministerium sieht in diesem Zusammenhang Bedarfsanpassungen bei der (zukünftigen) Offshore-Wind-Kapazität, bei Offshore-Netzanbindungen und Hochspannungs-Gleichstrom-Trassen. Im Zuge einer ökonomischeren und realistischeren Herangehensweise sollen dadurch die **Systemkosten**, die aus den Kosten für die Stromerzeugung, Netze, Speicher und Versorgungssicherheit resultieren, **deutlich gesenkt werden**.

Zudem sieht eine weitere zentrale Schlüsselmaßnahme vor, **erneuerbare Energien** in Zukunft nur noch **markt- und systemdienlich zu fördern**. Dieser Aspekt zielt insbesondere auf eine **Abschaffung der fixen Einspeisevergütung** sowie eine **vollständige Beendigung der Vergütung bei negativen Preisen** ab. Die erneuerbaren Energien müssen nach Ansicht der Wirtschaftsministerin mehr Verantwortung für das Stromnetz tragen und somit systemdienlicher werden. Daneben wird gefordert, die **Stromnetze und die erneuerbaren Energien zukünftig synchron auszubauen**. Dadurch sollen im Zuge einer stärkeren räumlichen Steuerung des Ausbaus und der Kombination von Erneuerbare-Energien-Anlagen und integrierten Speichern der Netzananschluss beschleunigt, die Einspeisung erhöht und der Netzausbau damit bedarfsgerecht optimiert werden. Zudem ist beabsichtigt, Anreize für einen netzfreundlichen Zubau von Anlagen und eine effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten zu schaffen, während **Investoren bei kritischen Netz-situationen einen höheren Anteil an den Ausbaurkosten übernehmen sollen**. Daneben wird angestrebt, zukünftig zusätzliche Kosten durch Erdverkabelung stärker zu vermeiden.

Ferner will das Wirtschaftsministerium zukünftig **alle Fördermaßnahmen und Subventionen** auf ihren **volkswirtschaftlichen Nutzen hin überprüfen** und auf das nötige Maß reduzieren. Strompreise sollen sich wieder stärker an den Marktmechanismen orientieren und weniger durch eine dauerhafte Förderung verzerrt werden. Als zusätzliche wichtige Schlüsselmaßnahme nannte das Wirtschaftsministerium ferner die umgehende **Einführung eines technologieoffenen Kapazitätsmarkts**, der eine umfassende Versorgungssicherheit gewährleisten soll. Diese Maßnahme zielte zum damaligen Zeitpunkt auf Ausschreibungen für flexible Grundlastkraftwerke, insbesondere Gaskraftwerke mit einer Umstellungsperspektive auf Wasserstoff, ab. Darüber hinaus mahnte das Wirtschaftsministerium an, die Flexibilität und Digitalisierung des Stromsystems voranzubringen, einheitliche und liquide Energiemärkte zu erhalten und auszubauen, die Forschung zukunftsgerichtet voranzutreiben, Innovationen zu fördern, den Wasserstoff-Hochlauf pragmatisch zu fördern sowie Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCS/CCU) als Klimaschutztechnologie zu etablieren.

Auf Basis dieser zehn Schlüsselmaßnahmen hat die Wirtschaftsministerin in den letzten Wochen und Monaten **konkrete Gesetzesvorschläge für eine grundlegende Reform der bisherigen Energiepolitik** ausgearbeitet, die in einer **Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)** und des **Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG)** sowie einem sogenannten **Netzanschlusspaket** mündeten. Mittlerweile hat das Bundeskabinett Ende Juli 2026 eine entschärfte Version dieser Gesetzesentwürfe gebilligt. Gleichzeitig hat das Bundeswirtschaftsministerium eine Länder- und Verbändeanhörung zum geplanten Erneuerbare-Energien-Gesetz 2027 (fortan EEG 2027), neuen WindSeeG und zum Netzanschlusspaket eingeleitet. Zahlreiche Verbände der Energiewirtschaft und Onshore-Wind-, Offshore-Wind- sowie Solarbranche haben daraufhin in verschiedenen Stellungnahmen umfassende

Der Ausbau erneuerbarer Energien soll sich an realistischen Bedarfsszenarien orientieren

In Zukunft nur noch markt- und systemdienliche Förderung erneuerbarer Energien ...

... sowie Synchronisierung des Ausbaus der Stromnetze und erneuerbaren Energien

Alle Förderregime sollen überprüft und Subventionen systematisch gesenkt

... und (endlich) ein technologie-offener Kapazitätsmarkt geschaffen werden

EEG- und WindSeeG-Novelle und Netzanschlusspaket sind auf den Weg gebracht, ...

Nachbesserungen gefordert, um insbesondere die Investitionssicherheit zu gewährleisten. Sowohl der Bundestag als auch der Bundesrat müssen nunmehr den möglicherweise noch angepassten Gesetzesvorhaben nach der Sommerpause zustimmen. Das **Inkrafttreten ist dann für den 1. Januar 2027 geplant**. Grundsätzlich stehen diese Regelungen allerdings noch unter dem **Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission**. Die bisherige Genehmigung der EU läuft Ende 2026 aus, so dass die Gesetzesvorhaben bis Ende des Jahres beschlossen werden müssen.

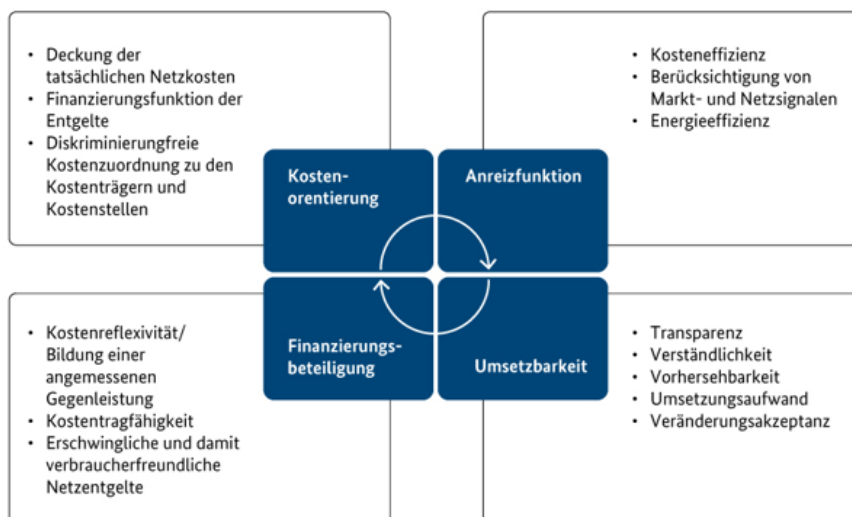
Gleichzeitig hat Reiche mit dem **StromVKG** (Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz) mittlerweile die **Kraftwerksstrategie der Bundesregierung** auf den Weg gebracht, um unter anderem mittels neuer flexibler (wasserstofffähiger) Gaskraftwerke zukünftig schwankende erneuerbare Energien besser abzusichern sowie die Dekarbonisierung des Energiesektors voranzutreiben. Sowohl die von der Bundesregierung geplante Reform des EEG und WindSeeG als auch das begleitende Netzanschlusspaket sind ebenso wie die Kraftwerksstrategie von **großer wirtschaftlicher Bedeutung für alle Energieunternehmen in Deutschland**.

... zudem steht die **Kraftwerksstrategie der Bundesregierung, ...**

Neben diesen politisch bedingten veränderten Rahmenbedingungen befindet sich auch die rechtliche **Regulierung von Infrastrukturnetzen** (insbesondere Strom und Gas) in Deutschland in einem **grundlegenden Wandel**. Mit einem Urteil vom 2. September 2021 hatte der Europäische Gerichtshof entschieden, dass der Entscheidungsspielraum der Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrer Funktion als Regulierungsbehörde zu gering sei und nicht unabhängig genug erfolge. Zukünftig soll die **Berechnung der Netzentgelte selbstständig** und ohne jegliche Weisungen sowie politische Einflussnahme von außen erfolgen. Vor diesem Hintergrund treten am 31. Dezember 2028 die bisherige Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) außer Kraft. Bei den Netzentgelten, die bislang grundsätzlich auf staatlichen Verordnungen basierten, geht es um ein jährliches Kostenvolumen von rund 37 Mrd. Euro. Die Netzgebühren machen ungefähr 30% der Stromkosten eines Haushalts in Deutschland aus. Vor diesem Hintergrund setzt die BNetzA zukünftig einen neuen, grundlegenden Regulierungsrahmen für Strom- (**Allgemeine Netzentgeltsystematik, AgNes**) und Gasnetze um.

... darüber hinaus neuer **Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze geplant**

Zielbild für die Netzentgeltsystematik



Quelle: BNetzA AgNes Diskussionspapier GBK, Mai 2025, DZ BANK

In den folgenden Ausführungen wollen wir nunmehr die unserer Meinung nach wichtigsten Details dieser geplanten neuen Gesetzgebungen und Regulierungsvorhaben näher vorstellen und insbesondere die Relevanz (mögliche strategische, operative und/oder finanzielle Auswirkungen) der vorgesehenen zukünftigen politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Versorger unserer Coverage untersuchen.

GEPLANTE EEG-NOVELLE

EEG 2027 stärker auf Bezahlbarkeit und Kosteneffizienz ausgerichtet

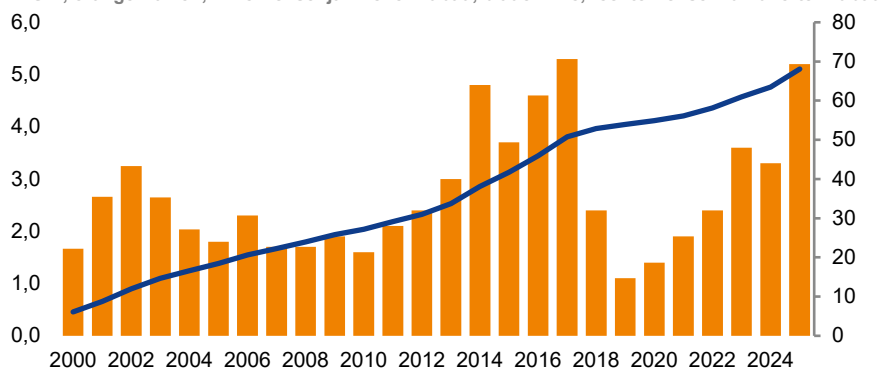
Nach Ansicht des Wirtschaftsministeriums bedarf das EEG, das zuletzt im Jahr 2023 von der damaligen Ampelregierung reformiert wurde, einer **grundlegenden Neuordnung**. Der bislang vorliegende Gesetzentwurf wird demnach vor allem konsequenter als bislang auf **Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit** ausgerichtet. Die Förderung der erneuerbaren Energien vor allem aus Wind und Sonne beansprucht hierzulande viel Geld. So sind allein im Bundeshaushalt 2027 Fördermittel von rund 16,5 Mrd. Euro vorgesehen. Der EEG 2027-Entwurf **hält aber an den bisherigen Ausbauzielen fest**. Um beispielsweise die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land (Onshore) von zuletzt 68 Gigawatt (GW, Ende 2025) auf 115 GW bis zum Jahr 2030 zu steigern, sind sogar zusätzliche Ausschreibungsmengen von insgesamt 12 GW vorgesehen. Auch will die Bundesregierung einen stärkeren Fokus auf kostengünstige Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen legen (jährliches Ausbauziel zwischen den Jahren 2027 und 2030: 14 GW (peak), Ausbauziel Solar bis 2030 insgesamt: 215 GW, Ende 2025: 117 GW). Daneben werden die Ausbauziele im Bereich der Bioenergie gegenüber dem bisherigen Niveau erhöht, um insbesondere den Zubau von flexiblen Biogasanlagen als Ergänzung zu Wind und Solar zu beschleunigen.

Ausbauziele für Windenergie an Land bis zum Jahr 2030 werden bekräftigt

Solar-Freiflächenanlagen zählen ebenfalls zu den Gewinnern

Installierte Windenergieleistung an Land in Deutschland

In GW, orange Balken, linke Achse: jährlicher Zubau, blaue Linie, rechte Achse: kumulierter Zubau



Quelle: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), DZ BANK

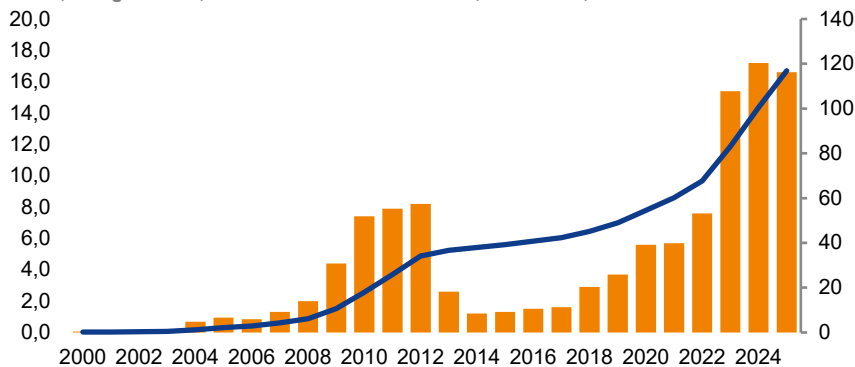
Ein zentraler Baustein im geplanten EEG 2027 ist aber die **Beschränkung der Wirkleistung für Onshore-Wind- und Solaranlagen**. Neue Wind- und Solarparks dürfen demnach nicht mehr mit ihrer technisch maximalen Leistung ans Netz angeschlossen werden. So soll etwa die sogenannte "Systemdienliche Anschlussleistung" bei Windturbinen an Land auf 280 Watt je Quadratmeter der vom Rotor überstrichenen Fläche begrenzt werden. Nach Schätzungen des Bundesverbands WindEnergie e.V. haben rund drei Viertel aller fast 7.900 derzeit genehmigten und noch nicht errichteten Windenergieanlagen eine Flächenleistung von mehr als 280 Watt pro Quadratmeter. Schätzungen zufolge kommt die geplante Kappung bei größeren Windturbinen einer Reduzierung der Wirkleistung auf rund 70% gleich. Die

Zukünftig Kappung der technisch maximal installierten Leistung neuer Wind- und Solaranlagen

Begrenzung soll dabei unabhängig davon gelten, ob im jeweiligen Anschlussgebiet ein Netzengpass besteht. Bei PV-Freiflächenanlagen wird die Einspeisung auf 70% der installierten Leistung gedeckelt. Mit diesen kostensenkenden Maßnahmen wird die **Attraktivität von Batteriespeichern** (Co-Location-Speicher) nach Ansicht der Bundesregierung **erhöht**, die den überschüssigen Wind- und Solarstrom, der bislang in der Regel abgeregelt wurde, zukünftig stärker einspeichern sollen.

Installierte Solarenergieleistung (peak) in Deutschland

In GW, orange Balken, linke Achse: Jährlicher Zubau, blaue Linie, rechte Achse: kumulierter Zubau



Quelle: Umweltbundesamt Agee Stat, DZ BANK

Zugleich sieht das EEG 2027 vor, den **Abschöpfungsmechanismus von Gewinnen in Hochpreisphasen** bei Anlagen (gilt für Wind und Solar, nicht für Biomasseanlagen) mit einer installierten Leistung ab 100 kW für die Dauer von 20 Jahren ab Inbetriebnahme zu reformieren. Das bisherige Modell der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie, die wettbewerblich über Ausschreibungen bestimmt wird, bleibt zwar grundsätzlich bestehen, wird aber um einen **Re-finanzierungsbeitrag** ergänzt für den Fall, dass der energieträgerspezifische, tatsächlich realisierte Jahresmarktwert (Strombörse) den sogenannten anzulegenden Wert (Berechnungsbasis für die finanzielle Förderung) übersteigt. Künftig sollen für derartige Neuanlagen **zweiseitige Differenzverträge (sogenannte Contract for Difference, CfD)** gelten. Liegt der Strompreis über dem in der Ausschreibung festgelegten Förderwert, müssen Mehrerlöse (auch im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung) als Refinanzierungsbeitrag abgeführt werden. Ein technologiespezifischer Mindesterlös soll hingegen bei geringen Strompreisen eine wirtschaftliche Basis sichern. Die Anlagenbetreiber sollen dabei innerhalb von sechs Monaten nach Inbetriebnahme der Anlage gegenüber dem Netzbetreiber erklären, ob sie dieses neue Fördermodell in Anspruch nehmen wollen. Ein späterer Ausstieg aus dem System von Förderung und Abschöpfung ist innerhalb der ersten 10 Jahre nur einmalig vorgesehen.

Zudem neuer Abschöpfungsmechanismus von Gewinnen in Hochpreisphasen

Das EEG 2027 soll daneben für eine **bessere regionale Verteilung des Windenergieausbaus** sorgen, der in Deutschland weiterhin stark ungleichmäßig verteilt ist. Bislang erfolgt der Löwenanteil des Zubaus in Bundesländern im windstarken Norden und in einigen Flächenländern. Zukünftig wird es hierzulande nicht zuletzt zur möglichen Entschärfung von Netzengpässen zwischen Nord- und Süddeutschland **vier Vergütungszone für die Windenergie an Land** (Regionen Süd, Küsten, Mitte-Nord und Mitte-Süd-Region) geben, wobei die **finanziellen Ausgleichszahlungen in der windschwachen Südregion erhöht** und in den **Windregionen Küste und Mitte-Nord begrenzt werden sollen**. Für Freiflächen-Solaranlagen ist hingegen keine stärkere regionale Steuerung vorgesehen, obwohl ein Großteil dieser Anlagen hauptsächlich in Bayern (derzeit bereits teilweise überlastete Verteilnetze) errichtet wird. Außerdem ist zukünftig ein **Pachtdeckel**

Gleichzeitig soll Windenergieausbau im Süden stärker gefördert werden

geplant, der die Pachtzahlungen für Windenergieflächen an Land auf pauschal höchstens 3,5% des jährlich erzielbaren Stromertrags der Anlage begrenzen soll.

Ferner ist unter anderem bei **PV-Dachanlagen** vorgesehen, den weiteren Ausbau in Verbindung mit Speichern zukünftig systemdienlicher und kosteneffizienter auszugestalten. Dafür wird die **fixe (garantierte) Einspeisevergütung** für Solar-Neuanlagen **von weniger als 25 Kilowatt installierter Leistung** (vor allem kleine Dach-Photovoltaik-Anlagen) konsequent **abgeschafft**. Zudem dürfen derartige kleinere Anlagen nur noch 50% ihrer Leistung in das Netz einspeisen. Verbunden ist damit eine umfassende Verpflichtung solch neuer Solaranlagen zur **Direktvermarktung**. Um den Einstieg in den marktbasierten Stromverkauf bzw. die Direktvermarktung zu erleichtern, erfolgt dies jedoch stufenweise, geordnet nach Leistungsklassen und unter Einführung einer befristeten temporären Übergangszahlung. Begründet wurde diese Maßnahme im Wesentlichen damit, dass kleine Solaranlagen mit einem hohen Eigenverbrauchsanteil inzwischen in Anbetracht der gesunkenen Anschaffungskosten oftmals schon ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich sind.

Zukünftig dürfte die staatliche Förderung für Dach-Photovoltaik-Anlagen entfallen

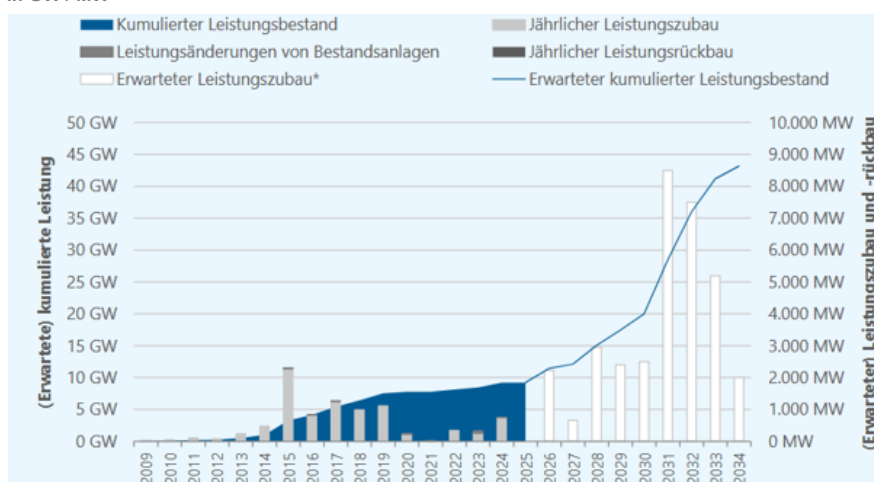
BEABSICHTIGTE WINDSEEG-REFORM

Neues WindSeeG soll Windenergie auf See optimieren und absichern

Das WindSeeG ist für das Bundeswirtschaftsministerium das zentrale Instrument, um den Ausbau der Windenergie auf See (Offshore) transparent und planbar voranzubringen. Derzeit befindet sich die **Windenergie auf See in einer Flaute**. Das schwierige Marktumfeld zeigt sich etwa daran, dass im vergangenen Jahr Ausschreibungen der BNetzA für neue Offshore-Windenergieflächen teilweise erfolglos blieben. Die für das laufende Jahr vorgesehenen Ausschreibungen wurden sogar komplett ausgesetzt und auf das Jahr 2027 verschoben. Mit der **Novelle des WindSeeG** will die Bundesregierung nunmehr den Ausbau der Windenergie auf See optimieren und absichern und gleichzeitig **neue Impulse für die Offshore-Wind-Branche** setzen. Gleichzeitig sollen die Systemkosten deutlich reduziert werden.

Offshore-Wind-Branche verspürt derzeit eine Flaute

(Erwartete) Entwicklung der Offshore-Windenergieleistung in Deutschland
In GW / MW



Quelle: Stiftung Offshore-Windindustrie, DZ BANK

Aus heutiger Sicht wird das neue WindSeeG an den bisherigen gesetzlichen **Ausbauzielen von 70 GW Wind-Offshore-Leistung bis zum Jahr 2045** festhalten.

Langfristige Offshore-Wind-Ausbauziele wurden bekräftigt

Zudem soll die **reguläre Betriebsdauer** für neue Offshore-Windparks von bisher 25 **auf 35 Jahre verlängert** werden. Daneben kann die Laufzeit bereits bestehender Windparks bei einer weiterhin vorhandenen Netzanbindung einmalig um bis zu zehn Jahre verlängert werden. Gleichzeitig ist vorgesehen, das **Ausschreibungsdesign zu verändern**. Hierfür ist in Zukunft ebenfalls ein Zwei-Stufen-Modell vorgesehen. Zunächst soll - wie mehr oder weniger im bisherigen (dynamischen und teils spekulativen) Modell - auf der ersten Stufe abgefragt werden, ob Bieter für neue, staatlich ausgeschriebene Offshore-Flächen die Projekte rein marktbasiert (ohne staatliche Förderung) und möglichst mit einer zusätzlichen Zahlung an den Staat realisieren wollen. Der Zuschlag für neue Offshore-Windparks erfolgt dann an den Bieter mit dem höchsten Gebot. Gibt es allerdings auf der ersten Stufe keine Gebote, kommen auf der **zweiten Stufe auf Basis des novellierten EEG 2027 dann ebenfalls zweiseitige Differenzverträge (CfD)** mit grundsätzlich prognostizierbaren Einnahmen zur Anwendung.

Neues Ausschreibungsdesign mit CfD auf der zweiten Stufe

Darüber hinaus sieht die WindSeeG-Novelle neben der Einführung von Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien (Stichwort CO₂-Fussabdruck) unter anderem eine (zeitlich begrenzte) **Steigerung der Übertragungsleistung** (bislang 2-GW-Standard für Offshore-Netzanbindungssysteme) und eine **Überbauung der Offshore-Netzanbindung** vor, um vor allem den Netzbetrieb deutlich stärker auszulasten und die Anzahl der Offshore-Anbindungsleitungen zukünftig zu beschränken. Derartige Offshore-Anbindungsleitungen erfordern hohe Investitionen von jeweils rund 5 bis 10 Mrd. Euro.

Ausbau der kapitalintensiven Offshore-Anbindungsleitungen soll eingeschränkt werden

NETZANSCHLUSSPAKET

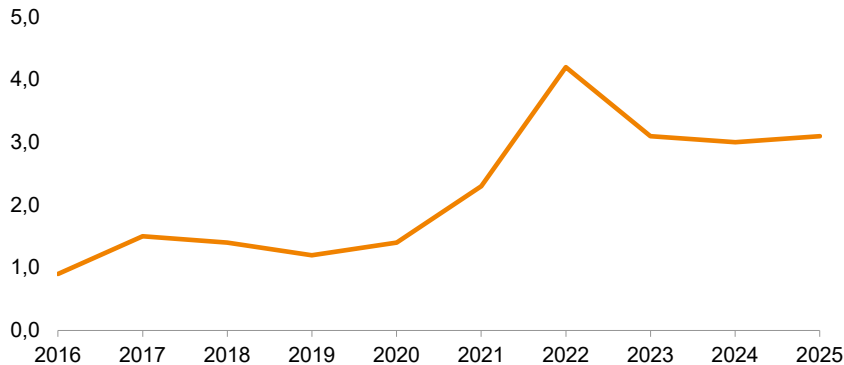
Erneuerbare-Energien-Zubau soll besser auf Netzausbau abgestimmt werden

Das **Stromnetz in Deutschland** sieht sich in der jüngeren Vergangenheit **enormen Herausforderungen** gegenüber. Zu den bereits länger bestehenden netzwirtschaftlichen Schwierigkeiten im Zuge des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien - die erneuerbaren Energien sind schneller gewachsen als die Netze - lasten zunehmend Großbatteriespeicher und Rechenzentren das Stromnetz sowohl hinsichtlich der Anschluss- als auch Transportkapazität stark aus. Insbesondere die **Netzanschlusskapazitäten werden zunehmend zu einem Flaschenhals** im System. Derzeit haben die Stromnetzbetreiber keine rechtliche Handhabe, Netzanschlüsse zu priorisieren und zu depriorisieren sowie besser auf geeignete Netzverknüpfungspunkte zu verteilen. Auch die Synchronisierung des Netzausbaus parallel zum Ausbau von Stromerzeugungsanlagen erneuerbarer Energien ist mit systemischen Herausforderungen konfrontiert, die oftmals zu einer Realisierungsphase von bis zu zwölf Jahren führt. Der Anschluss neuer Anlagen in bereits engpassbelasteten Gebieten kann verschärfend wirken und die sogenannten **Redispatch-Kosten erhöhen**. Unter Redispatch (Systemkosten) versteht man zumeist kurzfristige Eingriffe von Netzbetreibern in die Leistung von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen, um Überlastungen im Stromnetz zu vermeiden und die Stabilität zu sichern. Derartige Systemkosten, die bislang in voller Höhe auf den Stromkunden umgelegt werden, sind in Deutschland in den letzten Jahren **stark angestiegen** und beliefen sich etwa im Jahr 2025 auf fast 3,1 Mrd. Euro, nach knapp 3,0 Mrd. Euro im Vorjahr.

Stromnetz in Deutschland ist enormen Herausforderungen ausgesetzt

Entwicklung der Redispatch-Kosten in Deutschland

In Mrd. Euro



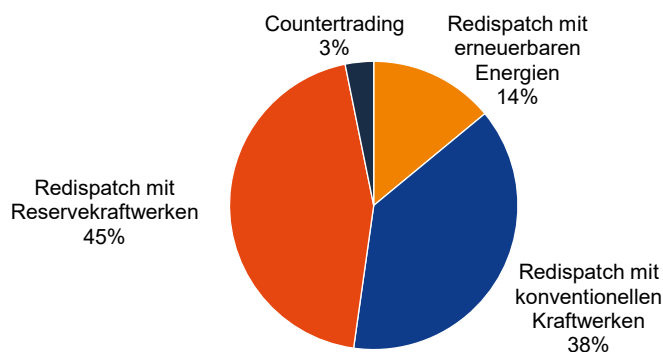
Quelle: BNetzA, DZ BANK

Der Gesetzesentwurf „**Netzanschlusspaket**“, der teilweise bereits Teil des Koalitions-vertrages war, verfolgt unter anderem das Ziel, **den Ausbau der erneuerbaren Energien, der Batteriespeicher sowie Großverbraucher (unter anderem Rechenzentren) besser auf den Netzausbau abzustimmen** und vor allem **regional zu steuern**. Im Zuge einer **besseren Synchronisierung** sollen neue Wind- und Solaranlagen oder Batteriespeicher gezielt dorthin gelenkt werden, wo die Stromnetze (noch) aufnahmefähig sind. Netzbetreiber sollen in diesem Zusammenhang insbesondere **überlastete Regionen („Hot Spots“)** ausweisen, in denen ein hoher Teil der Stromerzeugung abgeregelt werden muss. Dabei können die Netzbetreiber Verteilnetzbereiche bereits nach nur einem Jahr mit Abregelungen von mindestens 5% der Windparkerträge zu derartigen „Hot Spots“ erklären. In diesen Netzengpassregionen soll dann die **Redispatch-Kompensation** (Entschädigungszahlungen für den Anlagenbetreiber bei einer netzbedingten Stromabriegelung) für die Anlagenbetreiber entfallen. Allein im letzten Jahr lagen die finanziellen Ausgleichszahlungen für Betreiber abgeeregelter Anlagen für erneuerbare Energien bei 433 Mio. Euro (zum Vergleich 2024: 554 Mio. Euro). Allerdings betrafen die Abregelungen im Jahr 2025 laut Angaben der BNetzA nur 3,5% der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Rund 1,2 Mrd. Euro wurden hingegen für den konventionellen Redispatch fällig. Diese Maßnahmen fallen unter anderem an, um insbesondere (teure) Gaskraftwerke im Süden Deutschlands hochzufahren, wenn Windturbinen im Norden zur Vermeidung von Netzengpässen abgeregelt werden.

Bessere Synchronisierung des Netzausbaus mit neuen Wind- und Solaranlagen sowie Batteriespeichern

Aufteilung der Redispatch-Kosten in Deutschland im Jahr 2025

In Prozent



Quelle: BNetzA, DZ BANK

Geplant ist aber eine **Deckelung auf einen bestimmten Prozentsatz** des jährlichen Stromertrags der Anlage. Bei Solaranlagen sind bis zu 20% des Jahresertrags vorgesehen, bei Windkraftanlagen 18%. Im Rahmen des Netzananschlusspakets soll damit die **Verantwortung gerechter verteilt werden**. Investoren, die in überlasteten Netzgebieten eine Anlage anschließen wollen, müssen sich fortan an den Kosten beteiligen oder das Risiko selbst tragen, dass der Strom nicht immer eingespeist werden kann. Die aufgrund einer Netzüberlastung entstandenen Systemkosten sollen zukünftig infolge einer faireren Lastenverteilung nicht mehr vollständig von den Stromendkunden übernommen werden. Es sollen somit Anreize geschaffen werden, erneuerbare Energien und insbesondere Batteriespeicher in Regionen anzusiedeln, wo der erzeugte Strom bestmöglich abgenommen werden kann. Gleichzeitig werden die Netzbetreiber in „Hot Spots“ aber verpflichtet, das Netz vorrangig zu optimieren, zu verstärken und auszubauen.

Anlagenbetreiber sollen Redispatch-Kosten fortan teilweise selbst tragen

Zudem ist geplant, dass Netzbetreiber zukünftig von den Betreibern sowohl von Windparks an Land als auch Solarparks **angemessene, regional unterschiedliche Baukostenzuschüsse** für den Ausbau der Netze verlangen dürfen. Allerdings darf nur die **BNetzA derartige Zuschüsse festlegen**. Daneben ist im Zuge eines Aufweichens des bisherigen Rechtsanspruches auf einen Netzananschluss **eine stärkere Priorisierung von Netzan Schlüssen** geplant. Netzbetreiber erhalten nunmehr die Möglichkeit, Anträge für den Netzan schluss von Wind- und Solarparks in stark ausgelasteten Regionen abzulehnen. Netzbetreiber sollen vielmehr in die Lage versetzt werden, Kapazitäten vorzuhalten. Ziel ist es insbesondere, vorrangig Rechenzentren an besonders geeigneten Standorten an das Stromnetz anzuschließen. Dafür werden den Netzbetreibern neue Instrumente und Freiheiten in die Hand gegeben. Daneben ist vorgesehen, dass sich die vorhandene Netzkapazität künftig an typischen Einspeiseprofilen und weniger an vereinzelten Einspeisespitzen bemisst und damit den Netzausbau optimiert.

Daneben zukünftig regionale Baukostenzuschüsse sowie stärkere Priorisierung von Netzan schlüssen

NEUE KRAFTWERKSSTRATEGIE

Kraftwerksstrategie soll absehbare Strom-Versorgungslücke schließen

Die **Kraftwerksstrategie** spielt eine **entscheidende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende** und adressiert einen zentralen Zielkonflikt. In Deutschland wächst der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung kontinuierlich. Im Gegensatz zu Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerken produzieren sie ihren Strom jedoch wetterabhängig. Dadurch steigt die Volatilität der Stromproduktion. Insbesondere während sogenannter Dunkelflauten, in denen kaum Solar- und Windstrom erzeugt wird, müssen andere Erzeuger kurzfristig einspringen.

Kraftwerksstrategie wichtiger Bestandteil für die Energiewende

Durch die Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärmeversorgung erhöht sich zudem die Spitzenlast im Netz, während die gesicherte Leistung in Deutschland durch den Atomausstieg und den geplanten Kohleausstieg sinkt. Dadurch entsteht in den kommenden Jahren eine **erhebliche Versorgungslücke**. Um die Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten, sind daher **zusätzliche steuerbare Kapazitäten** unverzichtbar, die **unabhängig von Wetterbedingungen** Strom bereitstellen können müssen. Laut Berechnungen der BNetzA werden bis 2035 zusätzlich steuerbare Kapazitäten von bis zu 22 GW benötigt. Im Szenario einer verzögerten Energiewende kann der Bedarf sogar auch steigen. Zum Vergleich: Aktuell sind es rund 84 GW.

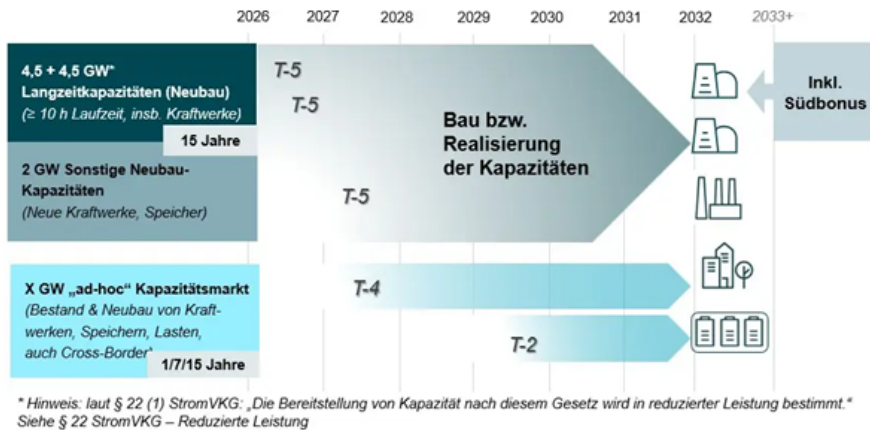
Kohleausstieg und Elektrifizierung erhöhen den Bedarf an steuerbarer Leistung

Mit dem Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (**StromVKG**), das am 22. Juli 2026 in Kraft getreten ist, hat die Bundesregierung einen **verbindlichen Förderrahmen für den Neubau steuerbarer Kapazitäten** geschaffen. Kern der

Erstmals ein verbindlicher Förderrahmen für neue Kraftwerke in Deutschland

Strategie sind mehrstufige Ausschreibungen für Reservekapazitäten. Während die erste Gebotsrunde bereits gestartet ist, folgt die zweite Anfang Dezember. Die geförderten Anlagen müssen dabei ein sogenanntes **Langfristkriterium** erfüllen – sie müssen mindestens zehn Stunden am Stück unter Volllast einsatzbereit sein und nach maximal einer Stunde Unterbrechung erneut für dieselbe Dauer zur Verfügung stehen. In einem zweiten Schritt folgen im Mai 2027 zwei technologie neutrale Ausschreibungsrunden, für die kein Langfristkriterium gilt.

Erste Ausschreibungen ab 2026; weitere Kapazitäten in den Folgejahren geplant Im StromVKG festgelegte Ausschreibungszeiträume und -volumina



Quelle: TransnetBW, DZ BANK

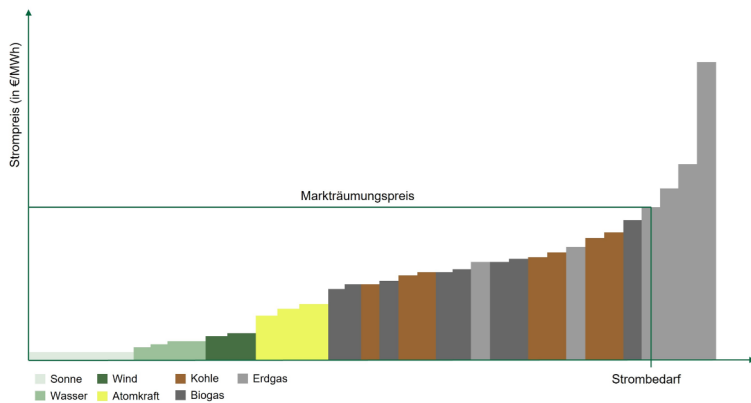
Als letzter Baustein der Strategie soll **ab 2027 bzw. 2028 ein umfassender und technologieoffener Kapazitätsmarkt** eingeführt werden. Dieser würde eine grundlegende Veränderung des deutschen Strommarktdesigns markieren und reagiert auf ein zentrales Problem des bestehenden Energy-Only-Marktes. In diesem Marktmodell werden Kraftwerke ausschließlich für die tatsächlich erzeugte Strommenge vergütet. Mit dem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien gerät dieses System jedoch zunehmend unter Druck.

Hintergrund ist das **Merit-Order-Prinzip**, das die Preisbildung am Day-Ahead-Markt, dem Spotmarkt, regelt. Nach diesem kommen Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten – insbesondere Brennstoff- und CO₂-Kosten – zum Einsatz. **Erneuerbare Energien** mit Grenzkosten nahe Null speisen daher nahezu immer zuerst ein und **verdrängen zunehmend konventionelle Kraftwerke** aus dem Markt. Dadurch sinken insbesondere die Einsatzstunden flexibler Gaskraftwerke, obwohl diese für die Absicherung von Dunkelflauten weiterhin benötigt werden. Die Erlöse reichen dadurch häufig nicht mehr aus, um Investitions- und Fixkosten dauerhaft zu refinanzieren.

Kapazitätsmarkt soll Investitionen in Reservekapazitäten absichern, ...

... da das bestehende Strommarktdesign kaum Anreize für das Vorhalten von Reservekapazitäten setzt

Erneuerbare Energien verdrängen konventionelle Kraftwerke zunehmend aus dem Markt Preisbildungsmechanismus am Strommarkt nach dem Merit-Order-Prinzip



Quelle: Kyon Energy, DZ BANK

Der **geplante Kapazitätsmarkt** soll dieses Problem lösen, indem künftig nicht mehr ausschließlich die Stromproduktion vergütet wird. Stattdessen sollen Betreiber **bereits für das Vorhalten gesicherter und jederzeit abrufbarer Leistung entlohnt werden**. Damit erhalten Kraftwerke eine zusätzliche Einnahmequelle, selbst wenn sie nur wenige Stunden pro Jahr tatsächlich Strom erzeugen. Ziel ist es, Investitionen in neue Reservekapazitäten wirtschaftlich attraktiver zu machen und die Finanzierung gesicherter Leistung langfristig abzusichern.

In Zukunft wird bereits das Vorhalten gesicherter Leistung vergütet

Ein wesentlicher Unterschied zum Konzept der vorherigen Ampelregierung ist die **Priorisierung der Versorgungssicherheit vor der Dekarbonisierung**. Zwar müssen die geförderten Kraftwerke weiterhin technisch auf einen späteren Wasserstoffbetrieb vorbereitet werden. Die ursprünglich vorgesehenen verbindlichen Fristen für eine Umrüstung wurden jedoch deutlich gelockert. Anstelle eines festen Umstiegsdatums gilt nun lediglich das langfristige Ziel der Klimaneutralität bis 2045.

Während die frühere Ampelregierung in ihrem Entwurf die Dekarbonisierung priorisierte, ...

Die Bundesregierung **trägt damit den Unsicherheiten beim Wasserstoffhochlauf Rechnung**. Aus politischer Sicht soll verhindert werden, dass zusätzliche Anforderungen den dringend benötigten Kapazitätsaufbau verzögern. Die Versorgungssicherheit wird damit klar höher gewichtet als ein schneller Übergang zu wasserstoffbasierten Kraftwerken.

... räumt die neue Strategie der Versorgungssicherheit Vorrang ein

Gleichwohl stößt die **Ausgestaltung der Strategie auf breite Kritik**. Verbände aus dem Erneuerbare-Energien-Bereich **bemängeln** insbesondere das **Aus-schreibungsdesign**. Zwar können unterschiedliche Technologien formal teilnehmen, die Anforderungen orientieren sich jedoch stark am Betriebsprofil klassischer Großkraftwerke. Dadurch geraten alternative Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher, digitale Steuerungssysteme oder Demand-Side-Management ins Hintertreffen. Gerade Batteriespeicher können die geforderten langen Bereitstellungszeiten derzeit nur eingeschränkt und oft nicht wirtschaftlich erfüllen. Kritiker sehen darin eine **strukturelle Bevorzugung gasbasierter Kraftwerkslösungen**.

Alternative Flexibilitätsoptionen werden faktisch ausgeschlossen

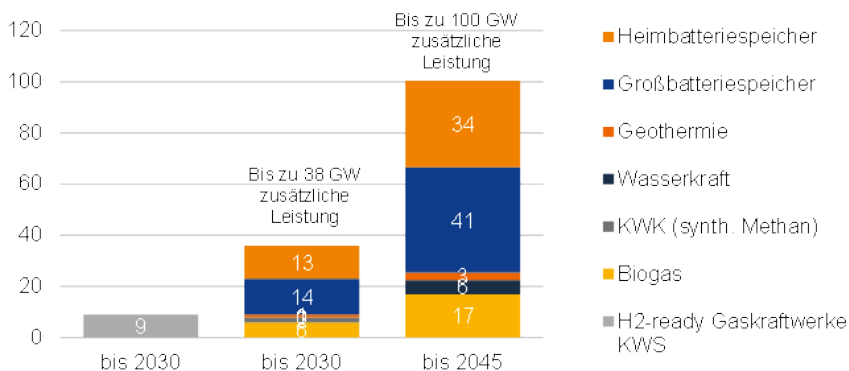
Hinzu kommt die Sorge vor einem **fossilen Lock-in**. Obwohl die neuen Anlagen langfristig mit Wasserstoff betrieben werden sollen, werden sie zunächst mit **Erdgas** laufen. Sollte sich der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft verzögern, könnten die Kraftwerke **deutlich länger fossil betrieben werden** als ursprünglich vorgesehen.

Risiko für dauerhafte Nutzung von Erdgas, falls der Wasserstoffhochlauf zu langsam voranschreitet

Die Kritik hat die Diskussion über alternative Möglichkeiten und Technologien zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit neu entfacht. Ein Vergleich anhand ihres Reifegrads, der Investitions- und Betriebskosten, der CO₂-Intensität und ihres Beitrags während Dunkelflauten zeigt zwar, dass **keine einzelne Technologie die Versorgungslücke allein schließen** kann. In **Kombination** können sie jedoch den **Bedarf an zusätzlichen Reservekapazitäten reduzieren**. Dadurch ergibt sich ein tragfähiges, günstigeres und klimafreundlicheres System.

Kombination aus verschiedenen Technologien wäre zielführender

Gewisse Flexibilitätspotenziale auf Basis erneuerbarer Lösungen durchaus realisierbar
Zusätzliche Erneuerbare Flexibilitätspotenziale, ohne Bestandsanlagen (in Gigawatt)



Quelle: BEE, DZ BANK

NEUER REGULATORISCHER RAHMEN DER BNETZA

Neuer Regulierungsrahmen berücksichtigt den enormen Investitionsbedarf

Grundsätzlich stellen Strom-, Gas- und Wassernetze ein sogenanntes natürliches Monopol dar. Daher kann ein freier Wettbewerb in der Regel nur sichergestellt werden, indem allen Marktteilnehmern ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz zu gleichen Konditionen und Voraussetzungen gewährt wird. Um diesen Zugang sicherzustellen, werden der **Netzzugang und die Netzentgelte in Deutschland** (wie übrigens in vielen Ländern der Welt) **staatlich reguliert**. Die Regulierungsbehörde hierzulande, die BNetzA, überwacht die Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen. In Deutschland gilt dabei **seit dem Jahr 2009 als Regulierungssystem die sogenannte Anreizregulierung** zur Festsetzung der zulässigen Netznutzungsentgelte eines Netzbetreibers für Strom und Gas. Diese Regulierungsform gibt den Übertragungsnetzbetreibern einen Anreiz, um effizienter zu werden und die Kosten (primär für den Endkunden) zu senken. Generell legt die BNetzA dabei jeweils am Anfang von unterschiedlichen zeitlichen Regulierungsperioden größtenteils die Erlöse von Netzbetreibern fest.

Strom-, Gas- und Wassernetze in Deutschland grundsätzlich staatlich reguliert

Seit dem Jahr 2009 erfolgt die sogenannte „Anreizregulierung“ durch die BNetzA

Aufgrund eines Urteils des Europäischen Gerichtshofs aus dem Jahr 2021 muss die BNetzA zukünftig einen **neuen, grundlegenden Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze** schaffen. Der Europäische Gerichtshof war in dem Urteil der Auffassung, dass bestimmte deutsche Regelungen zur Netzentgeltregulierung rechtswidrig waren. Die Richter bemängelten vor allem die fehlende Unabhängigkeit der (bislang staatlichen) Regulierungsbehörde. Nach Ansicht des Europäischen Gerichtshofs war der Entscheidungsspielraum der Bundesnetzagentur in ihrer Funktion als Regulierungsbehörde zu gering und nicht unabhängig genug. Die **Berechnung der Netzentgelte soll zukünftig selbstständig** und ohne jegliche Weisungen sowie politische Einflussnahme von außen erfolgen. Vor diesem Hintergrund hat die BNetzA in der jüngsten Vergangenheit das bislang bestehende

Zuletzt große Reform der Anreizregulierung

Regulierungssystem überprüft und weiterentwickelt. Die BNetzA hatte dazu einen umfassenden Erörterungsprozess gestartet und Anfang Januar 2024 ein **Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ (kurz: NEST)** mit **Anpassungsvorschlägen** zur fünften Regulierungsperiode und darüber hinaus veröffentlicht. Die neue Ausgestaltung der Regulierung durch die BNetzA ist dabei von großer wirtschaftlicher Bedeutung für alle Strom- und Gasnetzbetreiber.

Mittlerweile hat die BNetzA die Festlegungen im Rahmen des NEST-Prozess bekanntgegeben. Die Festlegungen umfassen die Anreizregulierung als Rahmenkonzept, die Bestimmung der betriebsnotwendigen Kosten, die Kapitalverzinsung, den Produktivitätsfaktor sowie den Effizienzvergleich. Der **NEST-Prozess** wird ab dem 1. Januar 2028 (Regulierungsperiode Gas) bzw. 1. Januar 2029 (Regulierungsperiode Strom) **die bisherigen Verordnungen ersetzen**. Nach den Plänen der BNetzA soll nunmehr in zukünftigen Regulierungsperioden – unter Beibehaltung einer Kostenprüfung, eines Effizienzvergleichs und unternehmensspezifischer Erlösobergrenzen – vor allem der **enorme Investitionsbedarf für die Energiewende und den Netzausbau im Rahmen eines neuen Regulierungsrahmens stärker und schneller berücksichtigt** werden. Nach den Ausführungen der BNetzA führt der neue Regulierungsrahmen insbesondere dazu, dass die Netzkostenregulierung für die Energiewende einfacher, effektiver, investitionsfreundlicher und digitaler wird. Gleichzeitig sollen die **Rahmenbedingungen** nach den Aussagen der BNetzA aber **verlässlich bleiben**.

Mitte August 2026 hat die BNetzA in diesem Zusammenhang **einen Entwurf für die künftige Verzinsung (5. Regulierungsperiode ab 2028) für Investitionen in die deutschen Gasnetze** vorgelegt. Demnach sollen **Investitionen in die Gasnetze** zukünftig pauschal mit **3,76% verzinst** werden. Der darin enthaltene Eigenkapitalzinssatz wird nach den Vorstellungen der BNetzA von bislang 5,07% auf 5,76% ansteigen. Der Fremdkapitalzinssatz wurde bei einer Gewichtung von 40% Eigenkapital und 60% Fremdkapital mit 2,43% bestimmt. Nach Ansicht der BNetzA bleiben Investitionen in die Gasnetze damit finanzierbar und für Kapitalgeber attraktiv. Der vorliegende Entwurf wird nunmehr in den kommenden Wochen mit den Branchenverbänden und -vertretern diskutiert. Die endgültige Festlegung wird dann voraussichtlich Ende des Jahres 2026 erfolgen. Auf den ersten Blick erscheint vor allem der **geplante Fremdkapitalzinssatz von 2,43%** vor dem Hintergrund der aktuell vorherrschenden Finanzierungsbedingungen für Strom- und Gasnetzbetreiber **eher niedrig**. Wir schließen in diesem Zusammenhang nicht aus, dass die BNetzA diesen Wert nach den abschließenden Diskussionen mit der Gasbranche noch erhöhen wird.

Neuer Regulierungsrahmen (ab 2028 Gas / 2029 Strom) ...

... berücksichtigt vor allem den massiven Investitionsbedarf für die Energiewende

Zukünftige Investitionen in die deutschen Gasnetze sollen ab dem Jahr 2028 mit 3,76% verzinst werden

MÖGLICHE AUSWIRKUNGEN AUF DIE ENERGIEWENDE

Branchenverbände fordern zahlreiche Nachbesserungen

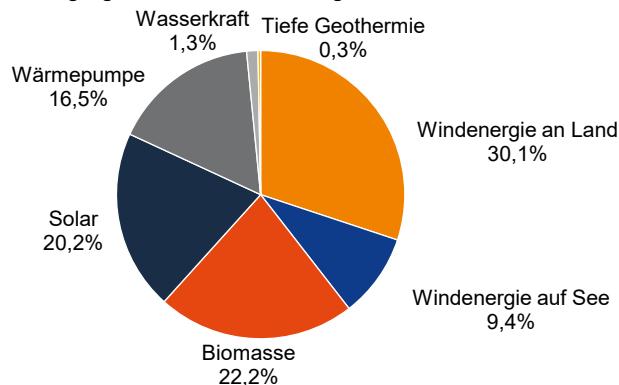
Kaum wurden die Gesetzesentwürfe zum EEG 2027, WindSeeG und Netzanschlusspaket vom Wirtschaftsministerium veröffentlicht, hagelte es **erwartungsgemäß teils vehemente Kritik von verschiedenen Wirtschafts- und Branchenverbänden**. So forderte etwa der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) **gezielte Nachbesserungen** vor der parlamentarischen Beratung nach der Sommerpause. Der BEE sieht insbesondere **zahlreiche gravierende Verschlechterungen der Investitionsbedingungen** für nahezu alle Erneuerbare-Energien-Technologien. Sollten grundlegende Nachbesserungen ausbleiben, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien nach Ansicht des BEE nicht beschleunigt, sondern sogar ausgebremst. Zugleich warnen viele Branchenverbände vor einem **dramatischen Arbeitsplatzabbau bei den erneuerbaren Energien**.

Teils deutliche Kritik von Wirtschafts- und Branchenverbänden

Die **Erneuerbare-Energien-Branche** stellt mit Investitionen von 37,5 Mrd. Euro und rund 436.000 Beschäftigten (jeweils Jahr 2025) nach wie vor einen **bedeutenden Wirtschafts- und Beschäftigungszweig in Deutschland** dar. Nach einer Studie der Bertelsmann-Stiftung hat die **Anzahl der Beschäftigten** in dieser Branche **im Jahr 2025 sogar einen neuen Höchststand** erreicht. Mit rund 172.000 Beschäftigten kommt dabei der Windenergie die größte Bedeutung zu, gefolgt von der Biomasse (etwa 97.000 Beschäftigte), der Solarenergie (über 88.000 Mitarbeiter) und der Produktion und Installation von Wärmepumpen (mehr als 72.000 Beschäftigte). Dabei hat die Vergangenheit gezeigt, dass **politische Entscheidungen spürbar auf die Beschäftigungszahlen dieser Branchen durchschlagen** können. So haben sich etwa die Beschäftigungszahlen im Solarbereich nach drastischen Förderkürzungen und dem Einbruch der inländischen Herstellung von Solarmodulen zwischen 2011 und 2013 von 156.700 auf zwischenzeitlich 70.200 halbiert. Auch geänderte Ausschreibungsverfahren bei der Windkraft ab dem Jahr 2017 führten in der Vergangenheit zu starken Einbrüchen bei der Beschäftigung. Mit den sich nunmehr abzeichnenden erneuten energiepolitischen Änderungen der Bundesregierung wird nach Ansicht zahlreicher Branchenverbände ein ähnlich deutlicher Beschäftigungsabbau verbunden sein.

**Erneuerbare-Energien-Branche
bedeutender Wirtschafts- und
Beschäftigungszweig hierzulande**

Aufteilung der Beschäftigung in der Erneuerbare-Energien-Branche
In Prozent



Quelle: Bertelsmann-Stiftung, DZ BANK

Trotz der vehementen Kritik verschiedener, zumeist politisch auch gewichtiger Branchenverbände an den von der Bundesregierung geplanten EEG- und WindSeeG-Novellen und dem Netzanschlusspaket **gehen wir nicht davon aus**, dass **die geplanten Gesetzesentwürfe noch stärker nachgebessert** werden. So hat das Wirtschaftsministerium seine aktuellen Gesetzesvorhaben im Vergleich zum ursprünglichen Entwurf **bereits teilweise merklich entschärft**. So war beispielsweise im ersten Netzanschlusspaket-Entwurf ein kompletter Entfall der Redispatch-Entschädigung für Neuanlagen vorgesehen. Im aktuellen Gesetzesentwurf erfolgt die Deckelung nur auf einen bestimmten Prozentsatz des jährlichen Stromertrags der Anlage. Zudem wurde die Schwelle für eine Kapazitätslimitierung bei „Hot Spots“ von ursprünglich 3% auf 5% abgeregelter Einspeisung im Vorjahr erhöht.

**Nur noch kleinere Nachbesserungen
der Gesetzesentwürfe zu erwarten**

Aufgrund der zahlreichen, extern überwiegend schwer zu bestimmenden und teilweise volatilen Einflussgrößen (zum Beispiel schwankende Strompreise, mögliche Abregelungszeiten, Bestimmung der Hot Spots) ist es grundsätzlich schwierig, die möglichen Auswirkungen der geplanten Gesetzesvorhaben auf die Energiewende hierzulande im Detail abzuleiten. Insgesamt kann man **der Bundesregierung aber bei den in der jetzigen Form geplanten Gesetzesvorhaben aus unserer Sicht**

**Bundesregierung will die Energie-
wende in Deutschland unseres
Erachtens nicht abwürgen**

nicht unterstellen, die Energiewende in Deutschland stärker ausbremsen oder sogar gänzlich abwürgen zu wollen. Das zeigt sich allein schon daran, dass das EEG 2027 **zusätzliche Ausschreibungsmengen von insgesamt 12 GW für Windanlagen an Land** vorsieht. Auch will die Bundesregierung **den Offshore-Wind-Ausbau** durch das reformierte WindSeeG **wieder ankurbeln**. Die vorgesehenen Reformen enthalten unseres Erachtens keinerlei Maßnahmen, die die Erneuerbare-Energien-Branche existenziell bedrohen würden. Dies war hingegen zuletzt im Jahr 2017 der Fall, als die damalige Novelle des EEG im Zuge der Umstellung der Förderung von einer vorher festen gesetzlichen Einspeisevergütung auf ein fortan wettbewerbliches Ausschreibungssystem vor allem den Ausbau der Windenergie an Land auf Jahre hinaus stärker ausbremste.

Energiewende sollte insgesamt kosteneffizienter werden

Oberstes Ziel der Novelle der entsprechenden Gesetze ist unserer Ansicht nach vielmehr, **die Transformation der Energielandschaft hierzulande kosteneffizienter zu gestalten**. Die Wirtschaftsministerin zielt dabei unseres Erachtens mit dem geplanten Netzanschlusspaket insbesondere auf die **Redispatch-Kosten** ab, die in der jüngeren Vergangenheit stark angestiegen sind. Im Rahmen der gesetzlichen Redispatch-Maßnahmen können Netzbetreiber Erneuerbare-Energien-Anlagen abregeln, um drohende Netzengpässe zu verhindern. Derartige Netzprobleme entstehen etwa, wenn zu viel Windstrom im Norden Deutschlands erzeugt, aber aufgrund fehlender Leitungskapazitäten nicht in den Süden des Landes transportiert werden kann. Allerdings erhalten die betroffenen Anlagenbetreiber in diesem Fall bislang eine komplette Entschädigung für die entgangenen Einnahmen, die dann über die Netzentgelte auf die Stromendkunden umgewälzt werden. Zukünftig sollen die Betreiber von Windparks an Land und Solarparks **im Zuge einer faireren Lastenverteilung an diesen Redispatch-Kosten teilweise beteiligt** werden.

EEG-Novelle und Netzanschlusspaket dürften vielmehr für kosteneffizientere Energiewende sorgen

Insbesondere die Redispatch-Kosten sollten gesenkt werden

EEG 2027 und Netzanschlusspaket zielen vor allem auf Redispatch-Kosten ab

Auch die erstmalig geplante gesetzliche **Wirkleistungsbeschränkung** für Solar- und Windanlagen dürfte sowohl die **Netzausbau- als auch Redispatch-Kosten senken**. Parallel dazu sollte sich nicht zuletzt die **Attraktivität von (integrierten) Batteriespeichern deutlich erhöhen**. Batteriespeicher sind vor allem dafür geeignet, das Stromnetz in Zeiten mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien (vor allem Solar) zu entlasten und stabilisieren, indem sie den Stromüberhang zwischen speichern und bei Bedarf in stromschwächeren Zeiten wieder ins Netz einspeisen. Nach einer kürzlich veröffentlichten Analyse des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik könnte ein schnellerer Ausbau von Batteriespeichern das Stromsystem in Deutschland um fast 4 Mrd. Euro pro Jahr entlasten. Gleichzeitig werden die beabsichtigten Gesetzesvorhaben unserer Ansicht nach für eine bessere Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sorgen. Insbesondere die geplante **stärkere regionale Steuerung des Ausbaus von Solar- und Windparks an Land** dürfte für **eine Entlastung der Netzbetreiber** sorgen.

Batteriespeicher als mögliche Gewinner

EEG 2027 und Netzanschlusspaket dürften dennoch Spuren hinterlassen

Wenngleich wir infolge der beabsichtigten Novelle des EEG und des Netzanschlusspakets in Summe **keinen dramatischen Einbruch beim zukünftigen Wind- und Solarenergie-Zubau erwarten**, sollten die geplanten Gesetzesvorhaben doch **nicht gänzlich spurlos an der Energiewende in Deutschland vorübergehen**. Vor allem der weitere Ausbau der Solarenergie hierzulande könnte dauerhaft stärker beeinträchtigt werden. Insbesondere der vorgesehene Umstieg auf eine Direktvermarktung von Dachstrom wird den weiteren Zubau im (privaten) Solar-

Zubau im (privaten) Solar-Dachsegment könnte unter Druck geraten

Dachsegment womöglich unter Druck bringen. Unklar ist in diesem Zusammenhang etwa, ob sich zukünftig überhaupt gewerbliche Unternehmen (etwa Stadtwerke) finden werden, die den Dachstrom in einem größeren Stil vermarkten.

Wirtschaftlichkeit neuer Wind- und Solaranlagen dürfte sich abschwächen

Grundsätzlich werden die zahlreichen geplanten Maßnahmen, wie vor allem der (intransparente) Redispatch-Vorbehalt, die Wirkleistungsbegrenzung von Anlagen sowie die Anpassung des Referenzertragsmodells, durchaus dafür sorgen, dass sich die **Wirtschaftlichkeit von neuen Windparks an Land und Solarfreiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW abschwächen wird**. Nicht zuletzt aufgrund der geplanten, teilweisen Überwälzung des Netzengpassrisikos auf die Anlagenbetreiber dürften die **Investitionsunsicherheiten sowie Finanzierungsrisiken bei derartigen Anlagen zunehmen**. So hat beispielsweise Vattenfall zuletzt bereits auf die gestiegene Investitionsunsicherheit hingewiesen und angekündigt, die in Deutschland aktuell geplanten 26 Windkraftprojekte an Land, die sich alle in laufenden Genehmigungsverfahren befinden, erneut auf die jeweilige Wirtschaftlichkeit hin zu überprüfen. Auch bei Solarparks, die das Unternehmen mittlerweile zumeist zusammen mit integrierten Batteriespeichern einplant, erschweren die geplanten Gesetzesvorhaben die endgültigen Investitionsentscheidungen.

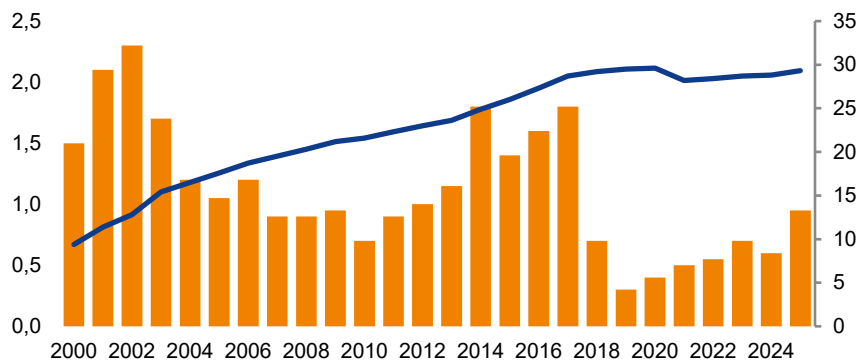
Grundsätzlich höhere Investitionsunsicherheiten für Windparks an Land und PV-Freiflächenanlagen

Sowohl bei Windparks an Land als auch PV-Freiflächenanlagen waren in den letzten Jahren teils spürbare Wachstumsraten zu beobachten. So gab es in Deutschland Ende des Jahres 2025 weit über 29.000 Windkraftanlagen an Land mit einer Gesamtleistung von gut 68 GW. Allein im letzten Jahr wurden 958 neue Windräder an Land mit einer Gesamtleistung von insgesamt 5,2 GW neu an das Netz angebunden.

In den vergangenen Jahren verspürten die Windenergie an Land und Solarkraft wieder Rückenwind

Windenergieanlagen an Land in Deutschland (in Tausend)

Orange Balken, linke Achse: Jährlicher Zubau, blaue Linie, rechte Achse: kumulierter Zubau



Quelle: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), DZ BANK

Die installierte Photovoltaik-Leistung in Deutschland lag Ende 2025 bei insgesamt 117 GW (peak). Im Laufe dieses Jahres gab es hierzulande einen Leistungszubau von 16,5 GW. Damit wurde das von der **Bundesregierung für 2025 vorgesehene Ausbauziel** von 15 GW **sogar übertroffen**. Das **hohe Interesse an Windanlagen an Land** zeigte sich insbesondere in den letzten **Ausschreibungen der BNetzA**. Bei fast allen Ausschreibungen für Windenergieprojekte an Land war in den letzten Jahren eine Überzeichnung zu beobachten. Angesichts des hohen Wettbewerbs in den Ausschreibungen reduzierte sich der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert (für die Förderung) zuletzt deutlich auf 5,06 ct/kWh. Der von der BNetzA für das Jahr 2026 festgelegte Höchstwert liegt hingegen bei 7,25 ct/kWh.

Windparks an Land sowie PV-Freiflächenanlagen warfen zuletzt ansehnliche Renditen ab

Auch bieten Windparkprojekte an Land derzeit nach wie vor **attraktive Ertragschancen**. Laut Angaben von verschiedenen Branchenverbänden und -diensten bewegen sich die jährlichen Renditen bei Windpark-Beteiligungen (etwa sogenannte Bürgerwindparks) oder geschlossenen Erneuerbare-Energien-Fonds derzeit zwischen 4% und 8% (vor Steuern), je nach Standort, Windkraftmodell und laufenden Betriebskosten. Die durchschnittliche jährliche Rendite eines Solarparks liegt Branchenangaben zufolge derzeit bei 5% bis 8% Prozent (vor Steuern).

Wenngleich die geplanten Gesetzesvorhaben grundsätzlich auf Kosten der Rendite von zukünftigen Wind- und Solarprojekten gehen, rechnen wir jedoch weiterhin damit, dass der **Löwenanteil der neuen Wind- und Solarparks** - nicht zuletzt auch dank der im Gesetzesentwurf bereits erfolgten merklichen Abschwächung des Redispatch-Vorbehalts - in der Regel **weiterhin wirtschaftlich vernünftig betrieben werden** kann und **angemessene Renditen** für die Anlagenbetreiber oder Investoren abwerfen wird. Vor diesem Hintergrund dürfte auch die **Finanzierung derartiger Projekte in der Regel gewährleistet** sein. Bislang eher aggressiv gestaltete Erneuerbare-Energien-Projekte oder geplante Wind- und Solaranlagen in Netzengpassregionen könnten aber teilweise auf der Strecke bleiben. Dank der beabsichtigten höheren finanziellen Ausgleichszahlungen sollten **windschwache Regionen in Zukunft hingegen profitieren**.

Per Saldo rechnen wir damit, dass die Mehrzahl der Betreiber von neuen Windparks und PV-Freiflächenanlagen die **zukünftigen möglichen Erlösausfälle verkraften wird**, zumal die Anlagenbetreiber oder Investoren derartige Erlösausfälle über höhere Risikoaufschläge frühzeitig in die entsprechenden Finanzierungs- und PPA-Modelle (Power Purchase Agreement, langfristiger Stromliefervertrag zwischen einem Stromerzeuger und einem Abnehmer) einfließen lassen sollten. Neben der Standortanalyse und den Windertrags- oder Einstrahlungsschätzungen dürften bei zukünftigen Solar- und Windkraftprojekten jedoch **Aspekte der Netzdurchleitung und -regelbarkeit** eine **weitaus größere Rolle spielen** als bisher.

Neues WindSeeG sollte sich positiv auf Offshore-Wind auswirken

Bei der **Offshore-Wind-Branche**, die sich grundsätzlich durch planungsbedingt hohe Vorlaufkosten und lange Bauzeiten auszeichnet, ist die nunmehr im WindSeeG vorgesehene **Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (CfD)** mit grundsätzlich prognostizierbaren Einnahmen **zu begrüßen**. Diese Maßnahme sollte durchaus wieder für **Rückenwind** sorgen, nachdem die Branche in den letzten Jahren mit **massiven Kostensteigerungen** vor allem bei Offshore-Windturbinen konfrontiert war. Auch die **Finanzierungskosten**, die mittlerweile den größten einzelnen Kostenblock in der Wirtschaftlichkeitsrechnung von Offshore-Windparkprojekten darstellen, haben sich in der jüngeren Vergangenheit **deutlich erhöht**. In Summe sind die Kosten für einen Offshore-Windpark (inklusive der Seekabel und der aufwendigen Logistik) in den letzten Jahren laut unterschiedlicher Branchenverbände um bis zu 40% angestiegen. Um die Investitionssicherheit und Realisierungswahrscheinlichkeit zukünftig zu erhöhen, stellt sich unserer Meinung nach durchaus die Frage, ob es nicht (noch) hilfreicher wäre, anstatt der weiterhin geplanten, teils spekulativen Ausschreibungen die zweiseitigen Differenzverträge mit grundsätzlich besser vorhersehbarer Einnamenschätzung an die erste Stufe des Ausschreibungsdesigns zu setzen.

Noch vor rund drei Jahren herrschte eine Aufbruchsstimmung vor, nachdem sich TotalEnergies und bp kostspielige Flächen für Offshore-Projekte in der deutschen Nordsee sicherten. Beide Unternehmen verpflichteten sich in Auktionen zu einer (zukünftigen) Zahlung von rund 12,6 Mrd. Euro für jeweils zwei Offshore-

Wirtschaftlichkeit von neuen Wind- und Solarprojekten dürfte grundsätzlich weiterhin gegeben sein

Aspekte der Netzdurchleitung und -regelbarkeit spielen aber zukünftig eine weitaus größere Rolle

Geändertes Ausschreibungsdesign bei Offshore-Windprojekten ist zu begrüßen, ...

... Deutschland strebt weiterhin 70 GW an Offshore-Wind-Leistung bis zum Jahr 2045 an, ...

Wind-Flächen (insgesamt 7 GW Leistung). Mittlerweile fordern beide Unternehmen aufgrund einer möglichen Abschattung bei ihren geplanten Windparks eine Überprüfung des bisherigen Ausschreibungsfahrplans. Vor diesem Hintergrund sollen die Ausschreibungen der vorgelagerten Windparkentwicklungszonen, die sich in der Hauptwindrichtung der Windparkzonen der beiden Unternehmen befinden, verschoben werden. Andernfalls drohen beide Konzerne mit einer **Rückgabe der entsprechenden Offshore-Flächen**. Ein Scheitern dieser geplanten Offshore-Windparks (inklusive der geplanten vorgelagerten Windparks) würde jedoch die **aktuellen Offshore-Wind-Ausbauziele der Bundesregierung in Gefahr bringen**. So will Deutschland bis 2030 mindestens 30 GW Offshore-Leistung erreichen. Bis 2035 sind 40 GW vorgesehen, **bis 2045 mindestens 70 GW**. Ende des Jahres 2025 waren hierzulande 1.680 Windturbinen auf hoher See mit einer Gesamtleistung von 9,7 GW installiert.

In Summe **hinkt der aktuelle Ausbau der Offshore-Windturbinen in Deutschland den Zielen der Bundesregierung weit hinterher**. Vor diesem Hintergrund halten wir - wie auch viele Marktbeobachter - diese **Ausbauziele für sehr ehrgeizig**. Wir rechneten eigentlich damit, dass die Bundesregierung die bislang angestrebten 70 GW im Jahr 2045 bei der geplanten Novelle des WindSeeG auf Eis legen würde. Auch der Vorstandsvorsitzende der EnBW sprach sich zuletzt vor dem Hintergrund der mittlerweile schwierigen Rahmenbedingungen für eine **realistische Zielsetzung** (55 GW bis 2045) aus. Dadurch würde zusätzlich ein unwirtschaftlicher Hochspannungsnetzausbau (vor allem kostenintensive Anbindung der Offshore-Windparks an die Stromnetze an Land) überflüssig werden. Laut der EnBW könnte eine Reduzierung des Offshore-Ausbauziels auf 55 GW die Kosten für den Netzausbau um schätzungsweise 80 Mrd. Euro entlasten.

Kraftwerksstrategie bleibt hinter ihrem Potenzial zurück

Die **neue Kraftwerksstrategie** mag zwar kurzfristig die Risiken für die Versorgungssicherheit reduzieren. **Beim Umfang und der Technologieoffenheit bleibt sie jedoch hinter den Erfordernissen zurück**. Die geplante Leistung deckt lediglich einen Teil des von der Bundesnetzagentur identifizierten Kapazitätsbedarfs ab. Die **Versorgungslücke** wird somit nicht geschlossen, sondern **lediglich verkleinert**. Gleichzeitig werden **neue Abhängigkeiten geschaffen**, wenn alternative Flexibilitätsoptionen zu wenig berücksichtigt werden oder der Wasserstoffhochlauf hinter den Erwartungen zurückbleibt. Dadurch erhöht sich das Risiko von Fehlallokationen und unnötig hohen Systemkosten.

Dabei muss die Versorgungssicherheit nicht zwangsläufig primär durch zentrale (Gas-)Großkraftwerke gewährleistet werden. Zwar werden steuerbare Kraftwerke künftig ein bedeutender Bestandteil des Stromsystems in Deutschland bleiben. Gleichzeitig können jedoch auch flexible KWK-Anlagen, Biogas, Batteriespeicher und Demand-Side-Management einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und den Bedarf an zusätzlichen Reservekapazitäten reduzieren. Ein **stärker technologieoffener Ansatz** könnte die **energiepolitischen Ziele** Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit **entsprechend besser in Einklang bringen**.

Neuer Regulierungsrahmen der BNetzA schafft weiterhin Investitionsanreize

Darüber hinaus sollte auch der **zukünftig neue Regulierungsrahmen** für ein **freundliches regulatorisches Umfeld** sorgen. Es ist davon auszugehen, dass die **Netzbetreiber mit den Netzentgelten** für die fünfte Regulierungsperiode **insgesamt gut leben können**. In Anbetracht des fortschreitenden Netzausbaus zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland dürfte die BNetzA **weiterhin für attraktive Netz-**

... dieses langfristige Ausbauziel erscheint aber nach wie vor zu ambitioniert, ...

... vielmehr sind hohe Einsparungen beim geplanten Ausbau möglich

Neue Kraftwerksstrategie bleibt teilweise hinter den Erfordernissen zurück

Ein stärker technologieoffener Ansatz wäre wünschenswert

Nach wie vor verlässliches und investitionsfreundliches Regulierungsumfeld

vergütungen sorgen, um die Investitionsanreize für Unternehmen ausreichend hochzuhalten. So setzt eine **politisch gewollte Energiewende eine wettbewerbsfähige Netzvergütung voraus**. Die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland benötigen zur Umsetzung der ehrgeizigen Ausbaupläne ein verlässliches und investitionsfreundliches Regulierungsumfeld sowie Planungssicherheit. Grundsätzlich gilt das regulierte, wenngleich kapitalintensive Netzgeschäft auch bei dem vorgesehenen neuen Regulierungsrahmen als risikoärmer, kalkulierbarer und damit stabiler als etwa das überwiegend unregulierte und konjunkturabhängigere Strom-Erzeugungsgeschäft.

VERSORGERBRANCHE SETZT WEITERHIN AUF WACHSTUM

Ein Ausbremsen der Energiewende in Deutschland blieb bislang aus

Wir hatten mit unserer **letztjährigen Branchenstudie „Energiewende in Deutschland -Quo vadis?“**, die wir am 8. September 2025 veröffentlicht haben, durchaus die Erwartungen verbunden, dass Bundeswirtschaftsministerin Reiche nach ihrem Amtsantritt im Jahr 2025 die **Energiewende in Deutschland stärker ausbremsen würde**. Für diesen Fall gingen wir davon aus, dass die Versorger ihre ehrgeizigen, milliarden schweren Wachstumsbudgets für den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze doch stärker kürzen könnten. Demnach hätte sich die finanzielle Flexibilität der einzelnen Versorger im Hinblick auf einen voraussichtlich geringeren Anstieg der Verschuldungsgrade weniger stark einschränkt. Trotz möglicherweise mittel- bis langfristig leicht verminderter Ertragsperspektiven hätte für Fixed-Income-Investoren aber unserer Meinung nach in Summe eine geringere Belastung der Finanzprofile im Vordergrund gestanden. **Bislang sind jedoch keinerlei nennenswerte Bremsspuren bei der Energiewende in Deutschland zu erkennen**. Nur der geplante Ausbau der Offshore-Windbranche dürfte bei den bisherigen Rahmenbedingungen, die allein auf Ausschreibungen setzen, demnächst doch etwas ins Stocken geraten. Allerdings ist diese Entwicklung unseres Erachtens weniger auf politische Entscheidungen, sondern vielmehr auf den in der jüngeren Vergangenheit zu beobachtbaren starken Kostenanstieg bei der Errichtung von Windparks auf hoher See zurückzuführen.

Bislang kaum Bremsspuren bei der Energiewende in Deutschland

Energiewende sollte auch trotz EEG 2027 und Netzanschlusspaket vorangehen

Die geplante Novelle des EEG und des WindSeeG sowie das Netzanschlusspaket dürften **zu keinem stärkeren Ausbremsen der Transformation der Energieinfrastruktur hierzulande** führen. Diese Gesetzesvorhaben zielen unserer Ansicht nach vielmehr im Wesentlichen darauf ab, die **Energiewende kosteneffizienter** zu gestalten. Im Fokus des Bundeswirtschaftsministeriums stehen dabei insbesondere die **Redispatch-Kosten**. Diese „dauerhaft nicht beeinflussbaren“ Kosten, zu denen unter anderem auch Aufwendungen für Netzverluste zählen, dürfen die Netzbetreiber in Deutschland im Rahmen regulatorischer Mechanismen zeitversetzt über zwei Jahre in voller Höhe über die Netzentgelte an die Stromkunden (Industrie und Haushalte) weiterreichen. Die Redispatch-Kosten bleiben demnach **für die Netzbetreiber nahezu vollständig ergebnisneutral**. Die Bundesregierung setzt allerdings darauf, dass geringere Redispatch-Kosten den Anstieg der Netzentgelte abfedern und die Stromkunden somit tendenziell entlasten.

Die Redispatch-Kosten, die für Netzbetreiber grundsätzlich ergebnisneutral sind, ...

... könnten zukünftig stärker fallen und die Stromkunden tendenziell entlasten

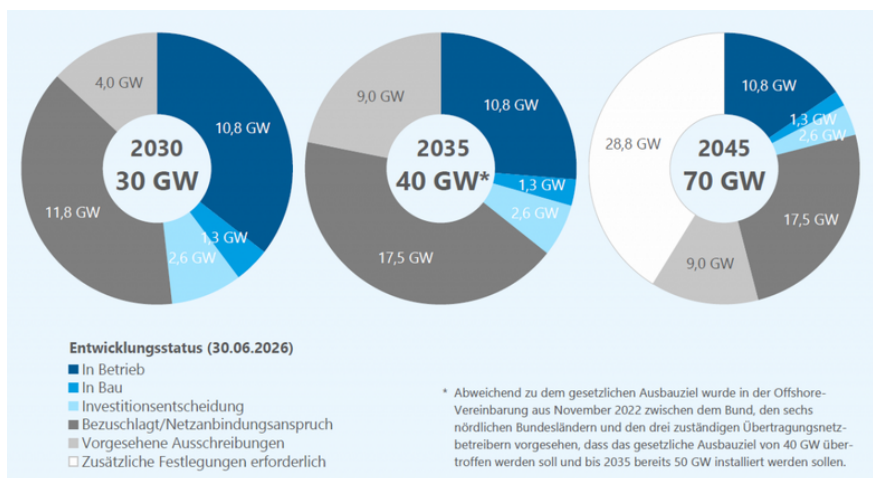
CfDs verbessern Rahmenbedingungen für Offshore-Wind

Von dem **neuen WindSeeG** sollten sogar **positive Impulse auf die Offshore-Windbranche** ausgehen. Die Errichtung eines Offshore-Windparks setzt ein kompliziertes, kostspieliges und langjähriges Planungs- und Genehmigungsverfahren voraus. Vor allem bei den entsprechenden Umweltprüfungen oder Netzanbindungsplänen gehen oftmals Jahre ins Land. Nicht selten dauert es von der

Neues WindSeeG könnte Investitionsentscheidungen für Offshore-Windparks fördern

Planungs- und Genehmigungsphase, der finalen Investitionsentscheidung bis hin zum Bau und zur Inbetriebnahme (samt Netzanschluss) der Windräder auf dem Meer 8 bis 10 Jahre. Laut Angaben des Bundesverbands Windenergie Offshore ist aus heutiger Sicht in Deutschland die finale Investitionsentscheidung für zukünftige Offshore-Wind-Projekte mit einer Gesamtleistung von 2,6 GW bereits getroffen. Bei weiteren Windparks auf hoher See mit einer Leistung von 17,5 GW steht hingegen die endgültige Investitionsentscheidung noch aus. Nicht zuletzt dank der zukünftig auf der zweiten Entscheidungsstufe vorgesehenen zweiseitigen Differenzverträge können wir uns gut vorstellen, dass das geplante **neue WindSeeG die Investitionsentscheidungen für neue Offshore-Windparks angesichts der fortan spürbar verbesserten Prognostizierbarkeit der Einnahmen positiv beeinflussen** wird.

Ausbauziele Offshore-Windenergie in Deutschland
In GW



Quelle: Stiftung Offshore-Windindustrie, DZ BANK

Die **großen (verbliebenen) Stromerzeuger in Deutschland** sollten demnach – ähnlich wie die Mehrzahl der Branchenvertreter in ganz Europa – ihre milliarden-schweren **Investitions- und Wachstumsprogramme unverändert fortsetzen**, die unter anderem den **Ausbau der erneuerbaren Energien und der Batteriespeicher** vorsehen. Dabei setzen viele Unternehmen weiterhin auf ihre **jeweiligen Heimatmärkte**. Auch streben die großen Stromerzeuger hierzulande den **Bau von einigen neuen Gaskraftwerken** im Rahmen der neuen Kraftwerksstrategie der Bundesregierung an.

Die **EnBW¹⁰⁾**, die den Fokus neben dem **Netzgeschäft** weiterhin auf die **Stromerzeugung** legt, will die nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur im Zeitraum von 2024 bis 2030 merklich ausbauen und in diesem Zusammenhang etwa 12,5 bis 15,0 Mrd. Euro investieren. Der überwiegende Teil der **Investitionen soll dabei in Deutschland** erfolgen. Das Unternehmen setzt **neben Gaskraftwerken** verstärkt auf **Offshore-Wind** und könnte somit von den zukünftig verbesserten Rahmenbedingungen profitieren. Zuletzt hat die EnBW in diesem Zusammenhang die Installation aller 64 Windkraftanlagen beim geplanten, aktuell größten deutschen Offshore-Windpark He Dreht (Anteil EnBW: 50,1%) in der deutschen Nordsee abgeschlossen. He Dreht soll mit einer Gesamtleistung von 960 MW und einer Investitionssumme von rund 2,4 Mrd. Euro bis zum Spätsommer 2026 vollständig in Betrieb gehen. Insgesamt soll der **Anteil der erneuerbaren Energien** an der

Deutsche Stromerzeuger setzen nach wie vor verstärkt auf Wind und Solar

Die EnBW hat unverändert den deutschen Heimatmarkt im Fokus ...

... und setzt dabei insbesondere auf Offshore-Wind

installierten Erzeugungsleistung bei dem Unternehmen **bis Ende 2030 auf 75% bis 80%** (zum Vergleich 2025: 65,5%) **ansteigen**.

Auch die **EWE⁽⁶⁾⁽¹⁰⁾**, ein großer regionaler Versorger in Norddeutschland, strebt nach wie vor an, **die erneuerbaren Energien** (Windkraft an Land und Photovoltaik) **in Deutschland stärker auszubauen**. So will Alterric, ein Joint Venture der EWE und Aloys Wobben Stiftung, der Alleingesellschafterin des deutschen Windkraft-Konzerns Enercon, bis 2030 Investitionen von insgesamt 3,6 Mrd. Euro in die Onshore-Windenergie vornehmen. Alterric verfügt bereits über ein europaweites Portfolio von rund 250 Windparks mit einer Gesamtleistung von etwa 2,4 GW. Die Projektpipeline umfasst aktuell mehr als 11 GW. Das Unternehmen entwickelt dabei zunehmend auch sogenannte Hybridparks, bei denen Windkraft- und PV-Anlagen auf derselben Fläche kombiniert werden und einen gemeinsamen Netzanschluss nutzen. Neben Deutschland entwickelt Alterric Wind- und Hybridparks schwerpunktmäßig in Frankreich und zukünftig auch verstärkt in Griechenland. Vor diesem Hintergrund ist die EWE unseres Erachtens **regional gut diversifiziert** und sollte vereinzelt negative Investitionsentscheidungen für zukünftige Windparks in Deutschland durch ein verstärktes Engagement in Frankreich und Griechenland ausgleichen können.

RWE⁽¹⁰⁾, die bereits heute zu den führenden Anbietern von erneuerbaren Energien nicht nur in Deutschland zählt, **setzt ebenfalls unverändert auf den Heimatmarkt**. Das Unternehmen will zukünftig vor allem milliardenschwere Investitionen in **neue Gaskraftwerke** und die **Offshore-Windenergie** vornehmen. Ähnlich wie der EnBW dürfte der Gesellschaft dabei die Novelle des WindSeeG für weitere Investitionsentscheidungen bezüglich der Errichtung neuer Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee entgegenkommen. Die Gesellschaft betreibt derzeit 18 Offshore-Windparks und errichtet aktuell in Europa neue Offshore-Projekte mit einer Gesamtkapazität von über 4 GW, unter anderem das Offshore-Windprojekt Nordseecluster (1,6 GW) nördlich der deutschen Insel Juist. Allerdings setzt RWE bei den erneuerbaren Energien **auch verstärkt auf ausländische Märkte**. Insbesondere **die USA** sind nicht nur für RWE nach wie vor ein begehrtes Ziel. Und das, obwohl US-Präsident Trump als vehementer Verfechter der Wind- und Solarenergie gilt und sowohl der Wind- als auch Solarenergie das Leben unverändert schwer macht. So laufen etwa in den USA im Zuge des Haushaltsgesetzes „One Big Beautiful Bill“ und der damit verbundenen Reformierung nicht nur der energie- und klimapolitischen Steuer- und Ausgabenpolitik Steuervergünstigungen für Investitionen in neue Wind- und Solarprojekte zukünftig früher als ursprünglich geplant ab dem Jahr 2028 aus. **Trump hat vor allem der US-Offshore-Wind-Industrie den Kampf angesagt und alle größeren geplanten und teils im Bau befindlichen Offshore-Wind-Projekte auf Eis gelegt**. Da auf absehbare Zeit keine Aussicht auf die Genehmigung von US-Offshore-Wind-Projekten besteht, hat beispielsweise die Tochter RWE U.S. Offshore mit dem US-Innenministerium zuletzt eine Vergleichsvereinbarung geschlossen. Demnach gibt das Unternehmen alle Offshore-Windpark-Pachten in den USA zurück. RWE erhält dafür im Gegenzug 1,22 Mrd. US-Dollar. RWE U.S. Offshore hatte diese Pachten von der US-Regierung ursprünglich mit dem Ziel erworben, Offshore-Windkapazitäten in US-Gewässern zu entwickeln, und mehr als 1,0 Mrd. US-Dollar für die Pacht der entsprechenden Gebiete sowie die Entwicklung dieser Projekte aufgewendet.

Trotz des Rückschlags im US-Offshore-Windgeschäft werden die **USA** allerdings weiterhin ein **wichtiger Wachstumstreiber** bleiben. Nicht zuletzt **im Zuge des KI-bedingten Booms von Rechenzentren** kommen die USA nicht an den erneuerbaren Energien vorbei. Parallel zum immensen Ausbau der Rechenzentren wird in dem Land auch der **Stromverbrauch spürbar** zunehmen. Die US-amerikanische

Die EWE zielt vor allem auf die Windenergie an Land ab ...

... und hat dabei neben Deutschland verstärkt Frankreich und Griechenland im Visier

RWE forciert unverändert den Offshore-Wind-Ausbau in Deutschland, ...

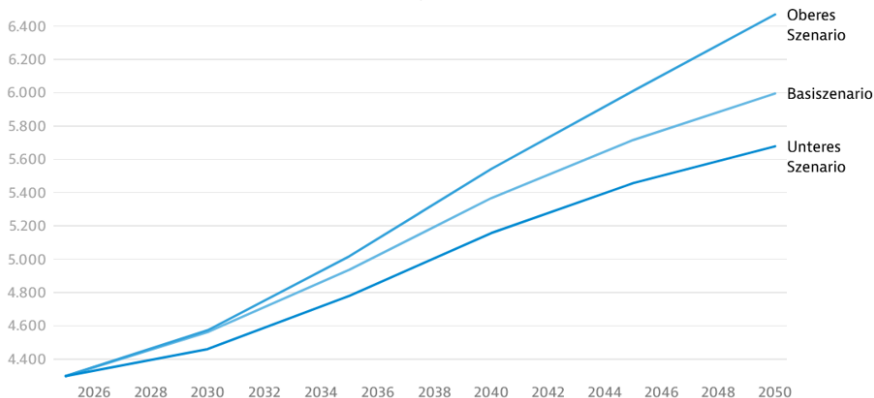
... hat trotz zahlreicher Trump-Widerstände aber auch nach wie vor die USA im Fokus

Der US-Präsident hat etwa die US-Offshore-Windbranche zu Grabe getragen

Anhaltender KI-Boom hat die Aussichten für Wind und Solar in den USA wieder verbessert

Bundesbehörde Energy Information Agency geht in einem Basisszenario zwischen den Jahren 2025 und 2050 **von einem Anstieg des Strombedarfs um 40% aus**. Die in den USA ansässige multinationale World Bank Group (Weltbank) rechnet sogar **bis zum Jahr 2050 mit einer Verdoppelung der Stromnachfrage in den USA**. Den zu erwarteten stark steigenden Stromverbrauch in dem Land können kurz- bis mittelfristig **nur Gaskraftwerke und erneuerbare Energien** decken. Viele Bundesstaaten setzen daher unverändert vehement auf den Ausbau der Wind- und Solarkraft. Auch **RWE** will sich ein nennenswertes Stück von diesem „Kuchen abschneiden“ und in einem größeren Ausmaß **neue Gas-, Wind- und Solarkraft-Kapazitäten** schaffen. Die Tochtergesellschaft RWE Americas will nach eigenen Angaben in den nächsten sechs Jahren rund 17 Mrd. Euro in den USA investieren und die Erzeugungskapazität bis zum Jahr 2031 von derzeit rund 13 Gigawatt (GW, in 27 Bundesstaaten) auf 22 GW erweitern.

Geschätzte Entwicklung des Stromverbrauchs in den USA
In Mrd. KWh, unteres / oberes Szenario: niedriges / hohes Wirtschaftswachstum



Quelle: Energy Information Agency 2026, GTAI German Trade and Invest, DZ BANK

Auch die **Übertragungs- (Hochspannung) und Verteilnetzbetreiber** hierzulande, die als regulierte Unternehmen einen gesetzlichen Auftrag haben und verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, verfolgen nach wie **vor ehrgeizige Wachstums- und Investitionsprogramme**. Zwar haben vor allem die Novelle des EEG sowie das Netzanschlusspaket unseres Erachtens primär die Senkung der Redispatch-Kosten im Fokus. Jedoch dürften einige der geplanten Gesetzesvorhaben doch **auch zu Einsparungen beim Netzausbau führen**. Insbesondere das neue WindSeeG könnte beispielsweise die Anzahl der milliarden schweren Offshore-Anbindungsleitungen zukünftig beschränken und damit für deutlich verringerte Netz-Investitionen sorgen. Allerdings könnte eine derartige Maßnahme aufgrund der langen Vorlaufzeiten beim Bau von Offshore-Windparks **erst langfristig eine positive Wirkung zeigen** und zu deutlich verringerten Netzausbaukosten führen. Auf kurze bis mittlere Sicht erwarten wir hingegen keine nennenswerten finanziellen Abstriche beim Ausbau der (Strom)-Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland. Der Aus- und Neubau der Stromnetze in Deutschland hinkt dem Ausbau der erneuerbaren Energien seit langer Zeit hinterher, so dass **vorerst unverändert ein starker Nachholbedarf beim Netzausbau besteht**.

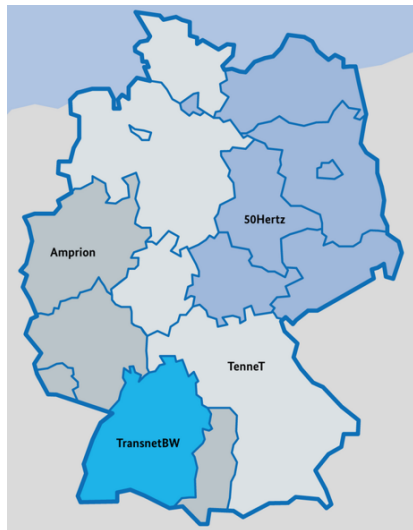
Deutsche Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber ebenfalls mit enormen Investitionen in die Netze

Die Hauptlast beim Ausbau der Hochspannungsnetze in Deutschland trägt dabei **TenneT Germany⁶⁽¹¹⁾**, die neben der 50Hertz Transmission GmbH, **Amprion GmbH⁶⁽¹⁰⁾** und TransnetBW GmbH einer der großen vier Übertragungsnetzbetreiber

TenneT Germany mit dem höchsten Investitionsbedarf

in Deutschland ist. Die Gesellschaft ist mittlerweile **wieder eigenständig**, nachdem der frühere Besitzer, die staatliche niederländische TenneT Holding, zuletzt drei Investoren – APG, die im Auftrag des niederländischen Pensionsfonds ABP agiert, norwegischer Staatsfonds Norges Bank Investment Management sowie singapurischer Staatsfonds GIC – sowie die staatliche KfW (25,1%), die im Auftrag der deutschen Bundesregierung handelte, mit ins Boot holte. Der deutsche Staat hatte bereits seit vielen Jahren verschiedene Varianten für eine Beteiligung an TenneT Deutschland geprüft. Die TenneT B.V. wird ihren Anteil in den kommenden Jahren schrittweise auf nur noch 28,9% absenken. TenneT Germany, das mehr als 25 Mio. (indirekte) Kunden (erreichte Haushalte) hat und dessen Regelzone rund 40% der Fläche Deutschlands abdeckt, will im **Zeitraum zwischen 2026 bis 2030 durchschnittlich rund 13 Mrd. Euro pro Jahr in den Ausbau und die Modernisierung des Übertragungsnetzes investieren**.

Regelzonen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber



Quelle: SMARD, BNetzA, DZ BANK

Amprion will im Zeitraum **zwischen 2026 und 2030** im Rahmen der Energiewende insgesamt **rund 42 Mrd. Euro investieren**, wobei der Großteil der Investitionen auf den Bereich Onshore entfallen wird. Die **EnBW** ist ebenfalls über den Übertragungsnetzbetreiber **TransnetBW GmbH** (Anteil: 50,1%) sowie über die **Netze BW**, dem größten Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg, im deutschen Netzgeschäft tätig und will im Zeitraum **zwischen 2024 und 2030 bis zu 30 bis 35 Mrd. Euro in die Transport- und Verteilnetze investieren**. **E.ON¹⁰⁾** wiederum, mit neun Regionalgesellschaften einer der **größten (regionalen) Verteilnetzbetreiber in Deutschland**, hat die Investitionsoffensive im letzten Jahr **sogar ausgebaut**. Der Konzern will zwischen 2026 bis 2030 nunmehr bei Gesamtinvestitionen von 48 Mrd. Euro (vorher: 43 Mrd. Euro) ungefähr 40 Mrd. Euro in die Energienetze stecken.

Amprion und E.ON verfolgen ebenfalls ehrgeizige Wachstumsprogramme

Zuletzt sogar verstärkter Investitionsfokus auf die Stromnetze

In der jüngeren Vergangenheit war zu beobachten, dass insbesondere Versorger, die bislang überwiegend im Stromerzeugungsgeschäft tätig sind, ihren **Investitionsschwerpunkt noch stärker als bislang auf die Netze verlagern**. Diese Entwicklung war dabei **in ganz Europa** zu beobachten. So stellte etwa die spanische **Iberdrola¹⁰⁾** im vergangenen Jahr ein **verschärftes Wachstumsprogramm** vor, das noch deutlich stärker als bisher auf die Netzsparte abzielt. Das Management sprach

Versorger legen Investitionsschwerpunkt noch stärker als bislang auf das Netzgeschäft

in diesem Zusammenhang in den kommenden Jahren von “außergewöhnlichen Wachstumsmöglichkeiten” im Netzgeschäft. Das Unternehmen will bei Gesamtinvestitionen von brutto 58 Mrd. Euro (davon 70% Wachstumsinvestitionen) im Zeitraum 2025 bis 2028 allein rund 36 Mrd. Euro in die Netze stecken. Die Investitionsschwerpunkte liegen dabei auf Großbritannien und den USA. Auch die französische **ENGIE baute** zuletzt mit dem Zukauf des regulierten britischen Verteilnetzbetreibers UK Power Networks (UKPN) **die Netzsparte merklich aus**.

Das beste Beispiel für diesen **verstärkten Trend zum Ausbau des Netzgeschäfts** ist **RWE**, das zuletzt die (mittelbare) Mehrheit an Amprion übernahm und das **regulierte Stromnetzgeschäft** neben der erneuerbaren und flexiblen Stromerzeugung zur **dritten Säule des Konzerns** machen wird. Damit vollzog RWE überraschend **eine Rolle rückwärts** bei dem Übertragungsnetzbetreiber. Noch vor nicht geraumer Zeit gab es Überlegungen bei RWE, sich von dem (damaligen) Amprion-Anteil von 25,1% zu trennen. Schließlich entschied sich das Unternehmen aber dann für ein JV (RWE Alkaios Holding GmbH) mit Apollo für den Amprion-Anteil. Dabei stellte Apollo 3,2 Mrd. Euro an Eigenkapital bereit, das RWE und Apollo sukzessive gemeinsam in Amprion investieren werden. RWE hat weiterhin die operative Kontrolle über das JV inne.

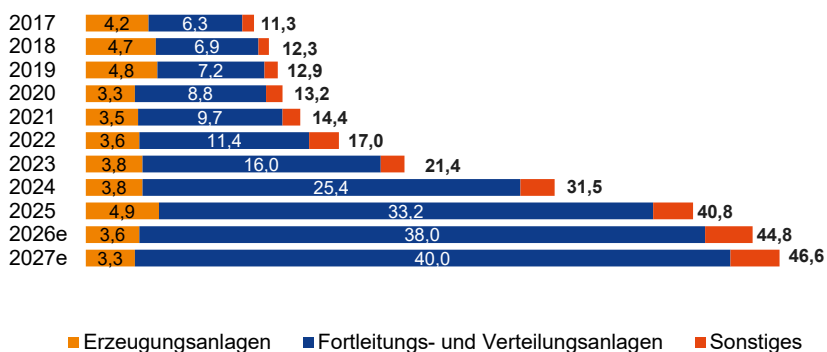
RWE legte beim Netzgeschäft eine Rolle rückwärts hin

Die **ehrgeizigen Wachstums- und Investitionsprogramme** eröffnen den (reinen) Stromerzeugern sowohl mit der Inbetriebnahme neuer Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien und Batteriespeicher als auch mit der Errichtung neuer Gaskraftwerke **kurz- bis langfristig spürbares Umsatz- und Ertragspotenzial**. So will RWE das bereinigte Ergebnis je Aktie im Zuge des ambitionierten Investitionsprogramms bis 2031 jährlich um durchschnittlich 10% auf rund 4,55 Euro je Aktie steigern (zum Vergleich bereinigtes EPS 2025: 2,50 Euro je Aktie). Die EnBW erwartet infolge der nachhaltigen Transformation bis zum Jahr 2030 ein adjusted EBITDA zwischen 5,8 und 6,6 Mrd. Euro (zum Vergleich 2025: 5,1 Mrd. Euro).

Transformation eröffnet eine Vielzahl von Wachstumsmöglichkeiten ...

... sowohl bei Stromerzeugern ...

Investitionen der Stromversorger (inklusive Netzbetreiber) in Deutschland
In Mrd. Euro



Quelle: BDEW, DZ BANK

Die **deutschen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber** hingegen werden nicht zuletzt infolge der **schrittweise wachsenden regulierten Vermögensbasis** (überwiegend historische Anschaffungskosten, „Regulated Asset Base“, kurz: RAB) in Zukunft voraussichtlich **deutliche Ertragszuwächse** verbuchen. Grundsätzlich bildet die RAB die Basis für zukünftige Erlöse. Allein bei TenneT Germany soll die regulatorische Vermögensbasis (auf Basis von HGB) im Zuge des Wachstumsprogramms bis 2029 auf rund 85 Mrd. Euro ansteigen. Im letzten Geschäftsjahr

... als auch bei den Netzbetreibern

betrug die RAB 36,8 Mrd. Euro (+32,2%). Hinzu kommt, dass sich das **regulatorische Umfeld vorerst insgesamt weiterhin freundlich** gestalten dürfte. Wir rechnen in diesem Zusammenhang damit, dass die **Netzentgelte** aufgrund des weiteren Netzausbaus zur Umsetzung der Energiewende hierzulande **tendenziell weiter steigen** werden. Damit sollen die **Investitionsanreize** für Unternehmen und Kapitalgeber **ausreichend hochgehalten** werden.

Verschuldung steht allerdings weiterhin im Blickwinkel der Investoren

Mit der Energiewende und den damit verbundenen Investitionsprogrammen ist allerdings sowohl bei den **Stromerzeugern** als auch den **Netzbetreibern** weiterhin ein **stärkerer Verschuldungsanstieg** verbunden. Vor allem die Übertragungsnetzbetreiber, die den Großteil der erforderlichen Investitionen für die Energiewende hierzulande aufbringen müssen, sind einem **deutlichen Anstieg der jeweiligen Verschuldungsgrade** ausgesetzt.

Dieser **Trend** ist bereits seit einigen Jahren insbesondere bei den **Netzbetreibern zu beobachten**. So ist etwa der von uns ermittelte Verschuldungsgrad (bereinigte Nettoschulden / bereinigtes EBITDA) bei **TenneT Germany** im letzten Geschäftsjahr auf 10,7x gestiegen, nach 10,0x im Geschäftsjahr zuvor. **Amprion** wies im abgelaufenen Geschäftsjahr einen Verschuldungsgrad von 6,7x aus. Ende des Geschäftsjahres 2022 lag dieser Wert noch bei 4,5x.

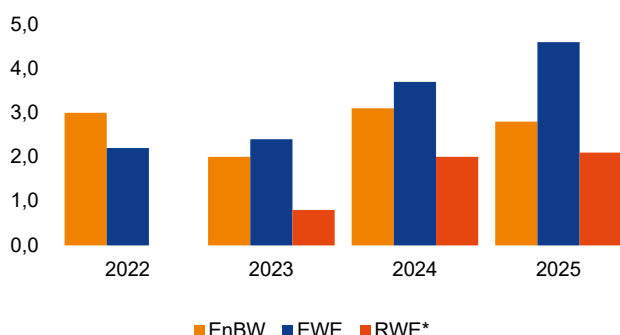
Die **Verschuldungsgrade von EnBW und RWE** lagen im Geschäftsjahr 2025 mit 2,8x (zum Vergleich 2024: 3,1x) und 2,1x (2,0x) jedoch **deutlich unter dem Niveau der Netzbetreiber**. Dies ist einerseits auf die erneut gute Ertragsentwicklung im letzten Geschäftsjahr zurückzuführen. Andererseits ist der **Ausbau der erneuerbaren Energien** grundsätzlich **bei weitem nicht so kapitalintensiv wie der Ausbau der Stromnetze**. Bei EWE ist der bereinigte Verschuldungsgrad hingegen aufgrund höherer Investitionen, die unter anderem für einen negativen Free Cashflow sorgten, im Geschäftsjahr 2025 von 3,9x (2024) auf 4,6x gestiegen.

Mit den Wachstumsprogrammen ist aber (vorerst) weiterhin ein stärkerer Schuldenanstieg verbunden

Verschuldungsgrade von Übertragungsnetzbetreibern sind zuletzt spürbar angestiegen ...

... und liegen merklich über dem Niveau von Stromerzeugern

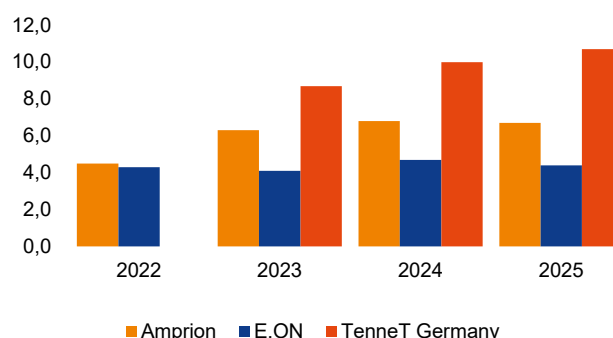
Verschuldungsgrade ausgewählter Stromerzeuger
Adjustierte Nettoschulden / bereinigtes EBITDA, DZ BANK-Systematik



Quelle: DZ BANK

* 2022 Nettogläubigerposition

Verschuldungsgrade ausgewählter Netzbetreiber
Adjustierte Nettoschulden / bereinigtes EBITDA, DZ BANK-Systematik



Quelle: DZ BANK

Sowohl die **Stromerzeuger als auch die Netzbetreiber** sind sich des teils deutlichen Anstiegs der Nettoverschuldung bewusst und **haben die weitere Entwicklung der Verschuldungsgrade im Blick**. Dabei spielt der **jüngste Anstieg der ohnehin bereits hohen Strom-Futures** in Deutschland insbesondere den **Stromerzeugern** in die Karten. Die **Terminkontrakte für Strom in Deutschland** sind in den letzten Wochen und Monaten **sichtbar angestiegen** und haben damit die **Ertragsperspektiven** der Unternehmen zumindest für die kommenden beiden

Versorger erhalten finanzielle Flexibilität bislang aufrecht

Geschäftsjahre **merklich verbessert**. Diese erfreuliche Entwicklung wirkt dem weiteren investitionsbedingten Anstieg der Verschuldung merklich entgegen. Neben dem Iran-Krieg und den damit verbundenen Sorgen vor möglichen Schwierigkeiten bei den Öl- und Gaslieferketten ist der **Anstieg der Strom-Futures** hauptsächlich auf den zuletzt **massiven Anstieg des Gas-Futures** zurückzuführen. Viele Marktteilnehmer haben aufgrund der **derzeit geringen Gasspeicherfüllstände** in Deutschland **Sorgen vor einer Gasmangellage** im kommenden Winter. Diese Ängste spiegeln sich aktuell in den hohen Gas-Futures wider. Durch den starken Anstieg der Gas-Futures haben sich jedoch unter anderem die **Grenzkosten von Gaskraftwerken deutlich erhöht**. Und angesichts der Strompreisbildung über die sogenannte Merit-Order sind mit dem Gaspreis automatisch auch die **Strompreise auf Termin merklich angestiegen**.

Stromerzeugern kommen dabei die derzeit hohen Strom-Futures zugute

Strom-Future Deutschland Kalenderjahr 2027, Baseload
In Euro / MWh



Quelle: EEX, Bloomberg, DZ BANK

Kapitalerhöhungen zur Aufrechterhaltung der finanziellen Flexibilität

Grundsätzlich versuchen die Branchenvertreter, den **drohenden weiteren Verschuldungsanstieg durch verschiedene Maßnahmen abzufedern**. In diesem Zusammenhang sind neben Desinvestitionen oder der verstärkten Fokussierung auf das Kerngeschäft vor allem **milliardenschwere Kapitalerhöhungen** zu nennen, um die Investitionsprogramme in einem nennenswerten Ausmaß zu finanzieren. Derartige **Eigenkapitalspritzen** leisten einen **erheblichen Beitrag**, um die **finanzielle Flexibilität aufrechtzuerhalten** und die **aktuellen Ratings zu sichern**. So hat etwa **TenneT Germany** mit den neuen Anteilseignern **Eigenkapitalzuführungen von bis zu insgesamt 9,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030** vereinbart, von denen 4 Mrd. Euro auf das Geschäftsjahr 2026 entfallen. Auch **Amprion** hat in der jüngeren Vergangenheit zum wiederholten Male eine Kapitalerhöhung durchgeführt. Im Dezember 2025 nahm das Unternehmen zur Umsetzung des Investitionsprogramms **neues Eigenkapital in Höhe von 2,2 Mrd. Euro** auf. Gleichzeitig hat sich der **neue (mittelbare) Mehrheitsaktionär RWE** dazu bereit erklärt, bis zum Jahr 2031 **zusätzlich rund 6,5 Mrd. Euro in Amprion zu investieren**, etwa 4,0 Mrd. Euro mehr als bislang geplant. Damit deckt RWE mehr als die Hälfte des von Amprion für die kommenden Jahre geplanten Eigenkapitalbedarfs ab. Wir rechnen in diesem Zusammenhang damit, dass RWE den Amprion-Anteil kurz- bis mittelfristig weiter aufstocken und in diesem Zusammenhang zusätzliches Eigenkapital bereitstellen wird. **RWE** selbst hat die Mehrheitsübernahme von Amprion ebenfalls teilweise durch eine **Kapitalerhöhung** und die Platzierung eigener Aktien (Bruttoemissionserlös in Höhe von zusammen ungefähr 4 Mrd. Euro) finanziert. Auch die **EnBW** hatte im Juli 2025 eine Kapitalerhöhung mit einem **Emissionsvolumen von 3,1 Mrd. Euro** durchgeführt.

Milliardenschwere Kapitalerhöhungen zur Finanzierung der Ausbaupläne

Nicht zuletzt aufgrund des **größtenteils regulierten und somit tendenziell risiko-ärmeren und stabileren Geschäfts** werden insbesondere **Hochspannungsnetz-betreiber** an den Kapitalmärkten **höhere Verschuldungsgrade** zugebilligt. Die weiterhin **ungebrochene Bereitschaft der jeweiligen Ankeraktionäre**, die ambitionierten Investitionsprogramm in den klimaneutralen Umbau der Energie-landschaft zu finanzieren, dürfte ein weiterer Grund sein, warum Fixed-Income-Investoren die höheren Verschuldungsgrade bislang nach wie vor als akzeptabel ansehen. So ist etwa das Interesse an Neuemissionen dieser Emittenten am Primärmarkt nach wie vor groß. Hinzu kommt, dass die **Aktionäre bei den deutschen Hochspannungsnetzbetreibern teilweise über einen staatlichen Hintergrund verfügen**. So sind etwa bei TenneT Germany neben der staatlichen Förderbank KfW der norwegische Staatsfonds Norges Bank Investment Management sowie der singapurischer Staatsfonds GIC eingestiegen. Auch die EnBW hatte bei ihrer Hochspannungsnetztöchter Transnet BW die KfW (Anteil: 24,95%) sowie die SWK Holding GmbH (ebenfalls 24,95%), ein regionaler Zusammenschluss aus über 30 baden-württembergischen, zumeist kommunalen Investoren unter Führung der SV SparkassenVersicherung, an Bord geholt.

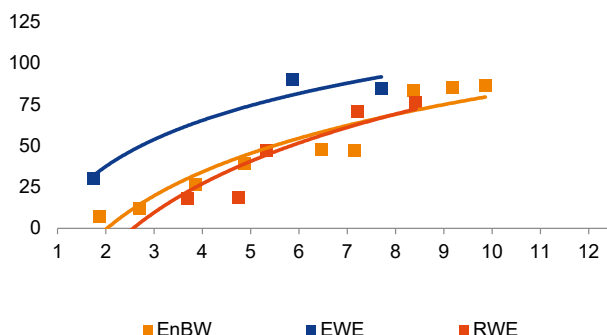
Fixed-Income-Investoren billigen Netzbetreibern weiterhin höhere Verschuldungsgrade zu

Ratingagenturen loben unter anderem den ausgewogenen Finanzierung-Mix

Die **Ratingagenturen** stufen die Netzbetreiber überwiegend im mittleren bis oberen „BBB“-Bereich ein. Insbesondere bei den Übertragungsnetzbetreibern loben die Agenturen unter anderem **das regulierte Geschäftsmodell**, die derzeit **günstigen sowie verlässlichen regulatorischen Rahmenbedingungen** und die weiterhin **soliden Finanzierungsstrukturen**. Gleichzeitig erwarten die Ratingagenturen, dass vor allem **die staatlichen Aktionäre** die jeweiligen Unternehmen in möglichen schwierigen Marktphasen **unterstützen** werden. Die Gesellschaften werden teilweise als „Government-related Issuer“ angesehen und in diesem Zusammenhang mit einem Rating-Uplift von einem Notch im Vergleich zum Stand-alone-Rating versehen. Generell gehen die Agenturen davon aus, dass die Hochspannungs-netzbetreiber zukünftig nicht zuletzt dank **der ausgewogenen Finanzierung** (Mix aus Eigenkapitalzufuhr und Fremdkapital) sowie der wohl **guten Ertrags-entwicklung** weiterhin über eine **solide finanzielle Flexibilität** und dementsprechend Kennzahlen im Einklang mit dem aktuellen Rating verfügen werden.

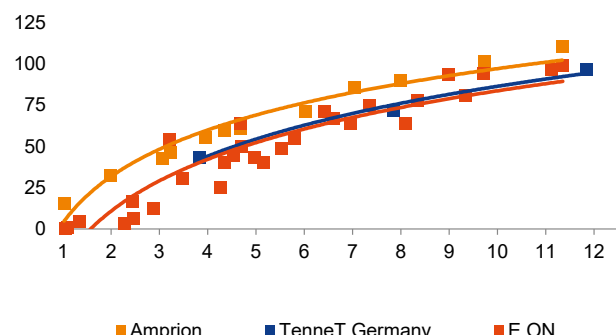
Ratingagenturen setzen unter anderem unverändert auf staatliche Unterstützung

Bewertungsbild ausgewählter deutscher Stromerzeuger
Anleihespreads (Z-Spread mid) in Basispunkten



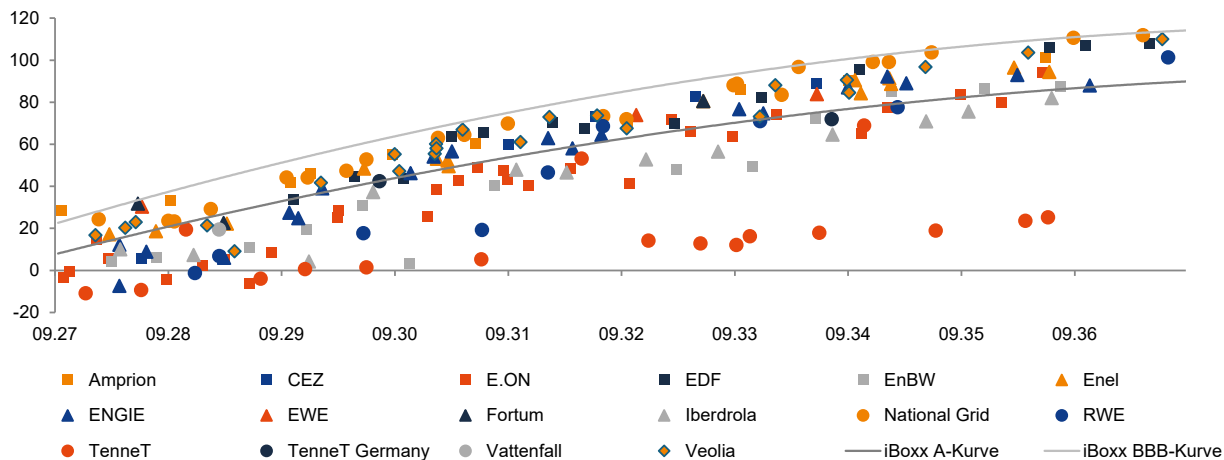
Quelle: Daten aus Markit, S&P Global, Daten per 11.09.2026, 17:00 Uhr

Bewertungsbild ausgewählter deutscher Netzbetreiber
Anleihespreads (Z-Spread mid) in Basispunkten



Quelle: Daten aus Markit, S&P Global, Daten per 11.09.2026, 17:00 Uhr

Anleihsenspreadvergleich Versorger (DZ BANK-Coverage)
Z-Spreads in Basispunkten



Quelle: Daten aus Bloomberg und S&P Global, Stand: 11. September 2026, 17:00 Uhr, DZ BANK

Energiewende bringt insgesamt weiter hohe Investitionserfordernisse mit sich

In Summe dürfte die **Energiewende in Deutschland** im Großen und Ganzen mit dem **bisherigen Ausbautempo weiterlaufen**. Wirtschaftsministerin Reiche strebt unserer Meinung nach grundsätzlich **keine merklich kleinere Dimensionierung der fortschreitenden Transformation der Energieinfrastruktur hierzulande** an. Die geplanten Gesetzesvorhaben der Bundesregierung zielen vielmehr primär auf eine **kosteneffizientere Energiewende** ab. Vor diesem Hintergrund sollten sowohl die **Stromerzeuger** als auch die **Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber** hierzulande ihre **ambitionierten Wachstumsprogramme** in dem jeweils bislang vorgesehenen Ausmaß **umsetzen**. Auf lange Sicht könnten jedoch ein optimierter Hochspannungsnetzausbau (unter anderem kostenintensive Anbindung der Offshore-Windparks an die Stromnetze an Land) sowie insbesondere ein realistischeres, spürbar verringertes Offshore-Ausbauziel die Kosten für den Netzausbau in Deutschland und somit die Investitionsbudgets vor allem der Übertragungsnetzbetreiber spürbar entlasten.

Die **ehrgeizige Investitionsoffensive** eröffnet etwa den **Stromerzeugern** – bei einem absehbar weiterhin hohen Strompreisniveau - im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien und Batteriespeicher unverändert ein **stetiges Ertrags- und Cashflow-Wachstum**, während die **Netzbetreiber** bei voraussichtlich unverändert **freundlichen regulatorischen Rahmenbedingungen** insbesondere von einer **sukzessiv wachsenden regulierten Vermögensbasis profitieren** werden. Die **hohen Investitionen** werden zwar bei fast allen Unternehmen vorerst zu einem **weiteren Verschuldungsanstieg** führen. Allerdings haben die von uns gecoverten Versorger bislang allesamt die **Verschuldung im Blick** und sollten in Zukunft auch weiterhin **vielfältige (Kapital-)Maßnahmen** ergreifen, um die **finanzielle Flexibilität in einem ausreichenden Maße sicherzustellen** und die **aktuellen Ratings abzusichern**. Vor diesem Hintergrund dürfte die weitere Verschuldungssituation bei den jeweiligen deutschen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern Fixed-Income-Investoren weiterhin **keine Sorgen** bereiten.

Bisheriges Ausbautempo der Energiewende sollte im Wesentlichen beibehalten werden

Sowohl Stromerzeuger als auch Netzbetreiber hierzulande ...

... insgesamt unverändert mit soliden Ertragsperspektiven

Diese Sichtweise zeigt sich derzeit auch bei den **Anleihen sowohl von Stromerzeugern als auch Netzbetreibern**, die auf den gegenwärtigen Niveaus unserer Meinung nach fast allesamt **unverändert ambitioniert gepreist** sind. Zwar stellen sich die **weiteren Ertragsperspektiven** bei den von uns analysierten Branchenvertretern derzeit in Summe **weiterhin positiv** dar. Dennoch erscheint das weitere **Einengungspotenzial** bei den Bonds sowohl der deutschen Stromerzeuger als auch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber aus unserer Coverage nicht nur mit Blick auf die jeweiligen Bonitätseinstufungen auf den aktuellen Spreadniveaus **größtenteils ausgereizt**.

Allerdings sind deren Anleihen mittlerweile bereits größtenteils ambitioniert gepreist, ...

... das weitere Einengungspotenzial erscheint daher gegenwärtig ausgereizt

I. IMPRESSUM

Herausgeber:

DZ BANK AG Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank, Frankfurt am Main,
Platz der Republik, 60265 Frankfurt am Main

Telefon: +49 69 7447 - 01

Telefax: +49 69 7447 - 1685

Homepage: www.dzbank.de

E-Mail: mail@dzbank.de

Vertreten durch den Vorstand:

Dr. Cornelius Riese (Vorstandsvorsitzender), Souâd Benkredda (stellv. Vorstandsvorsitzende), Michael Speth (stellv. Vorstandsvorsitzender), Stefan Beismann, Dr. Christian Brauckmann, Ulrike Brouzi, Dr. Imke Jacob, Johannes Koch

Aufsichtsratsvorsitzender: Henning Deneke-Jöhrens

Sitz der Gesellschaft: Eingetragen als Aktiengesellschaft in Frankfurt am Main, Amtsgericht Frankfurt am Main, Handelsregister HRB 45651

Aufsicht: Die DZ BANK AG Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank, Frankfurt am Main wird durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) und die Europäische Zentralbank (EZB) beaufsichtigt.

Umsatzsteuer Ident. Nr.: DE114103491

Sicherungseinrichtungen: Die DZ BANK AG Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank, Frankfurt am Main ist der amtlich anerkannten BVR Institutssicherung GmbH und der zusätzlich freiwilligen Sicherungseinrichtung des Bundesverband der Deutschen Volksbanken und Raiffeisenbanken e.V. angeschlossen:

www.bvr-institutssicherung.de

www.bvr.de/SE

Verantwortlich für den Inhalt: Dr. Jan Holthausen, Bereichsleiter Research und Volkswirtschaft

© DZ BANK AG Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank, Frankfurt am Main, 2026
Nachdruck, Vervielfältigung und sonstige Nutzung nur mit vorheriger Genehmigung der DZ BANK AG Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank, Frankfurt am Main

II. PFLICHTANGABEN FÜR FINANZANALYSEN UND WEITERFÜHRENDE HINWEISE

1. Verantwortliches Unternehmen

1.1 Diese **Finanzanalyse** wurde von der **DZ BANK AG Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank, Frankfurt am Main (DZ BANK)** als Wertpapierdienstleistungsunternehmen erstellt.

Finanzanalysen sind **unabhängige Kundeninformationen**, die **allgemeine Anlageempfehlungen zu bestimmten Emittenten** oder **bestimmten Finanzinstrumenten** enthalten, **ohne jedoch** persönliche Anlagekriterien zu berücksichtigen.

1.2 Die **Pflichtangaben** für Research-Publikationen (Finanzanalysen und Sonstige Research-Informationen) sowie **weitere Hinweise, insbesondere zur Conflicts of Interest Policy des DZ BANK Research, zu Methoden, zu Verfahren, sowie zu Statistiken**, können **kostenfrei eingesehen und abgerufen** werden unter: www.dzbank.de/Pflichtangaben.

2. Zuständige Aufsichtsbehörden

Die DZ BANK wird als Kreditinstitut bzw. als

Wertpapierdienstleistungsunternehmen beaufsichtigt durch die:

– **Europäische Zentralbank** - www.ecb.europa.eu

Sonnemannstraße 20 in 60314 Frankfurt / Main bzw.

– **Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht** - www.bafin.de

Marie-Curie-Straße 24 - 28 in 60439 Frankfurt / Main

Zuständige Aufsichtsbehörde der weitergebenden Bank

Die weitergebende Bank wird im Bereich Research / Finanzanalyse beaufsichtigt durch die

– **Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht** - www.bafin.de

Marie-Curie-Straße 24 - 28 in 60439 Frankfurt / Main

Die weitergebende Bank in Österreich wird im Bereich Research / Finanzanalyse beaufsichtigt durch die

– **Finanzmarktaufsichtsbehörde (FMA)** – www.fma.gv.at

Otto-Wagner-Platz 5 in 1090 Wien (Österreich)

3. Unabhängigkeit der Analysten

3.1 Research-Publikationen (Finanzanalysen und Sonstige Research-Informationen) der DZ BANK werden von ihren angestellten oder von ihr im

Einzelfall beauftragten sachkundigen Analysten unabhängig und auf der Basis der verbindlichen **Conflicts of Interest Policy** erstellt.

- 3.2** Jeder Analyst, der in die Erstellung dieser Research-Publikation inhaltlich eingebunden ist, bestätigt, dass
- diese Research-Publikation seine unabhängige fachliche Bewertung des analysierten Objektes unter Beachtung der Conflicts of Interest Policy der DZ BANK wiedergibt sowie
 - seine Vergütung weder vollständig, noch teilweise, weder direkt, noch indirekt von einer in dieser Research-Publikation vertretenen Meinung abhängt.

- 4. Definitionen der Kategorien für Anlageempfehlungen in Finanzanalysen**
Die **Kategorien für Anlageempfehlungen in Finanzanalysen** der DZ BANK haben die nachfolgend definierten Bedeutungen:

4.1 Aktien:

- Fundamentalanalyse:

"Kaufen" bedeutet, dass die in den kommenden zwölf Monaten erwartete absolute Kurssteigerung größer ist als 10%.

"Verkaufen" bedeutet, dass der in den kommenden zwölf Monaten erwartete absolute Kursverfall größer ist als 5%.

"Halten" bedeutet, dass die in den kommenden zwölf Monaten erwartete absolute Kursveränderung zwischen +10% und -5% liegt.

4.2 Fixed Income-Instrumente:

1. Anleihen von Staaten, SSAs, Financials und Unternehmen

Bei der Einschätzung von Einzelemittenten aus den Marktsegmenten Staatsanleihen, SSAs, Financials (senior unsecured) und Unternehmensanleihen (senior unsecured) werden als Anlageurteile die Begriffe „**Low Risk**“, „**Moderate Risk**“ und „**Elevated Risk**“ verwendet. Die Einschätzungen sind unabhängig von übergeordneten Allokationsempfehlungen zu Marktsegmenten (vgl. Pflichtangaben zu Sonstigen Research-Informationen unter

www.dzbank.de/Pflichtangaben). Grundlage für die Einschätzung ist die Erwartung der DZ BANK über die Ausfallwahrscheinlichkeit und/oder die relative Volatilität der Risikoprämien in den kommenden drei Jahren (vgl. DZ BANK Methodenstudien unter www.dzbank.de/Pflichtangaben).

Das Anlageurteil „**Low Risk**“ gibt an, dass nach Einschätzung der DZ BANK a) die Ausfallwahrscheinlichkeit des Emittenten auf Sicht von drei Jahren äußerst gering und/oder b) die Spreadvolatilität der in Euro denominierten (Senior-) Anleihen des Emittenten im Vergleich zu anderen Emittenten des Segments gering ist. In Euro denominierte Senior-Anleihen von mit „**Low Risk**“ eingestuften Emittenten eignen sich unserer Erwartung nach grundsätzlich für eine längerfristige Anlage und damit als Basisinvestment in einem Portfolio.

Das Anlageurteil „**Moderate Risk**“ gibt an, dass nach Einschätzung der DZ BANK a) die Ausfallwahrscheinlichkeit des Emittenten auf Sicht von drei Jahren gering ist und/oder b) die Spreadvolatilität der in Euro denominierten (Senior-) Anleihen des Emittenten im Vergleich zu anderen Emittenten des Segments im mittleren Bereich liegt. In Euro denominierte Senior-Anleihen von mit „**Moderate Risk**“ eingestuften Emittenten eignen sich unserer Erwartung nach als Beimischung zu einem Portfolio.

Das Anlageurteil „**Elevated Risk**“ gibt an, dass nach Einschätzung der DZ BANK a) die Ausfallwahrscheinlichkeit des Emittenten auf Sicht von drei Jahren leicht erhöht bis hoch und/oder b) die Spreadvolatilität der in Euro denominierten (Senior-) Anleihen des Emittenten im Vergleich zu anderen Emittenten des Segments erhöht ist. In Euro denominierte Senior-Anleihen von mit „**Elevated Risk**“ eingestuften Emittenten bieten sich nur unter bestimmten, im Einzelfall genannten Voraussetzungen als spekulative Anlage an.

2. Covered Bonds

Bei der Einschätzung eines Covered-Bond-Programms eines Emittenten werden als Anlageurteil die Begriffe „**Outperformer**“, „**Marketperformer**“ und „**Underperformer**“ verwendet. Maßgebend für die Anlageempfehlung ist, ob sich der Credit Spread Return der gedeckten Anleihen eines Emittenten nach Einschätzung der DZ BANK in den folgenden sechs Monaten besser („**Outperformer**“), schlechter („**Underperformer**“) oder im Gleichschritt („**Marketperformer**“) mit den Anleihen vergleichbarer Covered-Bond-Programme bewegen wird. Die Empfehlungskategorien beziehen sich auf Covered Bonds („besicherte Bankanleihen“ oder „gedeckte Anleihen“) in Euro und gelten nur für den Publikationstag. Da Emittenten in der Regel eine Vielzahl von Anleihen begeben haben, kann der erwartete Credit Return naturgemäß nicht quantifiziert werden (vgl. DZ BANK Methodenstudien unter www.dzbank.de/Pflichtangaben).

Wichtig: Die Erläuterungen zu möglichen Interessenkonflikten finden Sie im Abschnitt "Pflichtangaben für Finanzanalysen und weiterführende Hinweise".

Bitte lesen Sie den Abschnitt "Pflichtangaben für Finanzanalysen und weiterführende Hinweise" sowie den Abschnitt "Rechtliche Hinweise" am Ende dieser Studie.

4.3 Kategorien für isolierte Aussagen ohne Anlageempfehlung

Aussagen über die **isolierte Bewertung einzelner Aspekte**, die einer **Anlageempfehlung** zu einem Finanzinstrument und / oder zu einem Emittenten **vorgelagert sind, insbesondere** nach der von der DZ BANK definierten **Asset Allocation** (DZ BANK Muster-Portfolio), ihrer definierten Branchenstrategie Euro-Stoxx (**DZ BANK Sektorfavoriten**), ihren **Gewichtungsempfehlungen zu Marktsegmenten** oder anders definierten Gruppen verschiedener Emittenten, das heißt ihren **Gewichtungsempfehlungen in der Gesamtmarktstrategie Fixed Income**, in der **Branchenstrategie Unternehmensanleihen** und ihren **Gewichtungsempfehlungen für Covered-Bond-Jurisdiktionen**, sind **keine selbstständigen Anlagekategorien** und enthalten damit **keine Anlageempfehlungen**. Diese isolierten Aussagen **allein** können eine Anlageentscheidung noch **nicht** begründen. Bei Empfehlungen zu Marktsegmenten oder anders definierten Gruppen verschiedener Emittenten werden die Begriffe „**Übergewichten**“, „**Untergewichten**“ und „**Neutral gewichten**“ verwendet. „**Übergewichten**“ bedeutet, dass für das genannte Anleihe-segment auf Sicht von sechs Monaten eine deutlich bessere Performance als für den Durchschnitt der übrigen Anleihe-segmente der Coverage erwartet wird, sowohl im Falle einer positiven als auch einer negativen Gesamtmarktentwicklung. „**Untergewichten**“ bedeutet, dass für das genannte Anleihe-segment auf Sicht von sechs Monaten eine deutlich schlechtere Performance als für den Durchschnitt der übrigen Anleihe-segmente der Coverage erwartet wird, sowohl im Falle einer positiven als auch einer negativen Gesamtmarktentwicklung. „**Neutral gewichten**“ bedeutet, dass für das genannte Anleihe-segment auf Sicht von sechs Monaten eine Performance erwartet wird, die in etwa dem Durchschnitt der übrigen Anleihe-segmente der Coverage entspricht. Die Gewichtungsempfehlungen zu Marktsegmenten oder anders definierten Gruppen verschiedener Emittenten sind unabhängig von den Empfehlungen zu einzelnen Emittenten bzw. denen über- oder untergeordneter Marktsegmente. Sie sind relativ, das heißt, wenn nicht alle genannten Segmente mit „Neutral gewichten“ eingestuft sind, wird mindestens ein Anleihe-segment mit „Übergewichten“ und ein Anleihe-segment mit „Untergewichten“ eingestuft. Demnach sind die Gewichtungsempfehlungen keine absolute Aussage über Gewinn und Verlust (vgl. DZ BANK Methodenstudien unter www.dzbank.de/Pflichtangaben).

1. Gesamtmarktstrategie

Die Gewichtungsempfehlungen in der Gesamtmarktstrategie Fixed Income beziehen sich auf den relativen Vergleich von Anleihe-segmenten zueinander. In der Gesamtmarktstrategie befinden sich aktuell fünf Anleihe-segmente: 1. Staatsanleihen, 2. Agency Bonds, 3. Covered Bonds, 4. Bankanleihen (senior unsecured), 5. Unternehmensanleihen (senior unsecured). Maßgeblich für die erwartete Performance sind Berechnungen zum Total Return. Die Gewichtungsempfehlungen in der Gesamtmarktstrategie sind unabhängig von den Gewichtungsempfehlungen innerhalb der einzelnen Anleihe-segmente selbst, denn die jeweilige Vergleichsgruppe innerhalb jedes einzelnen Anleihe-segments ist eine gänzlich andere. So beziehen sich beispielsweise Gewichtungsempfehlungen innerhalb des Anleihe-sektors Staatsanleihen auf Emittentenländer zueinander, die auf der Ebene der Gewichtungen in der Gesamtmarktstrategie keine Bedeutung haben.

2. Branchenstrategie Unternehmensanleihen

Im Anleihe-segment Unternehmensanleihen fassen wir die von uns erwartete relative Performance eines Sektors im Vergleich mit den prognostizierten Entwicklungen der übrigen Branchen in einem Branchenurteil zusammen. Maßgeblich für die erwartete Performance sind Berechnungen zum Credit Spread Return.

3. Strategie Covered Bonds

Maßgebend für unsere Gewichtungsempfehlungen für Covered Bond Jurisdiktionen („Land“) ist der Vergleich des entsprechenden Ländersegments (Sub-Index im iBoxx € Covered Index) mit dem Gesamtindex (iBoxx € Covered Index). Maßgeblich für die erwartete Performance ist der Credit Spread Return.

5. Vorgesehene Aktualisierungen und Geltungszeiträume von Anlageempfehlungen sowie von isolierten Aspekten ohne Anlageempfehlung

- 5.1 Die Häufigkeit der **Aktualisierung** von **Finanzanalysen** hängt insbesondere von den jeweiligen makroökonomischen Rahmenbedingungen, von den aktuellen Entwicklungen der relevanten Märkte, von den aktuellen Entwicklungen bei den analysierten Unternehmen, von Maßnahmen der Emittenten, von dem Verhalten der Handelsteilnehmer, der zuständigen Aufsichtsbehörden und der relevanten Zentralbanken sowie von einer Vielzahl weiterer Parameter ab. Die nachfolgend genannten Zeiträume geben daher nur einen **unverbindlichen Anhalt** dafür, wann mit einer neuen Anlageempfehlung gerechnet werden kann.
- 5.2 Eine **Pflicht zur Aktualisierung besteht nicht**. Wird eine Anlageempfehlung aktualisiert, **ersetzt** diese **Aktualisierung** die bisherige **Anlageempfehlung mit sofortiger Wirkung**. Ohne Aktualisierung **enden / verfallen** Anlageempfehlungen mit **Ablauf** der nachfolgend genannten **Geltungszeiträume**. Diese **beginnen** mit dem **Tag** und der **Uhrzeit** der Erstellung der **Anlageempfehlung**.
- 5.3 Die **Geltungszeiträume** für Anlageempfehlungen (**Finanzanalysen**) sind bei:
- | | |
|---|----------------|
| Aktien: | |
| Fundamentalanalyse | sechs Monate |
| Fixed-Income-Instrumente: | |
| Staatsanleihen | zwölf Monate |
| SSAs | zwölf Monate |
| Financials (senior unsecured) | zwölf Monate |
| Unternehmensanleihen (senior unsecured) | zwölf Monate |
| Covered Bonds (besicherte Bankanleihen) | ein Handelstag |
- 5.4 Die **Bewertungen isolierter Aspekte ohne Anlageempfehlung** haben folgende Geltungszeiträume:
- | | |
|--|------------------------|
| Analysen zur Asset Allocation (DZ BANK Muster-Portfolio): | ein Monat |
| Euro-Stoxx-Branchenstrategie (DZ BANK Sektorfavoriten): | ein Monat |
| Credit Trend Emittenten: | zwölf Monate |
| Aktienindizes (fundamental): | drei Monate |
| Währungsräume: | sechs bis zwölf Monate |
| Gewichtung von Marktsegmenten: | sechs Monate |
| Gesamtmarktstrategie: | sechs Monate |
| Branchenstrategie Unternehmensanleihen: | sechs Monate |
| Strategie Covered Bonds: | sechs Monate |
| Derivate: | |
| (Bund-, Bobl-, Schatz-, Buxl-Future): | ein Monat |
| Rohstoffe: | ein Monat |
- 5.5 Auch aus Gründen der Einhaltung aufsichtsrechtlicher Pflichten können im Einzelfall Aktualisierungen von Analysen **vorübergehend** und **unangekündigt unterbleiben**.
- 5.6 Sofern Aktualisierungen **zukünftig unterbleiben**, weil ein Objekt nicht weiter analysiert werden soll, wird dies in der letzten Publikation mitgeteilt oder, falls eine abschließende Publikation unterbleibt, wird die Einstellung der Analyse gesondert mitgeteilt.

6. Gesamtübersicht über Anlageempfehlungen von Finanzinstrumenten und Emittenten

Die DZ BANK erstellt täglich eine **Gesamtübersicht** mit den aufsichtsrechtlich vorgegebenen Details **aller Anlageempfehlungen** zu Finanzinstrumenten und / oder Emittenten, die sie in den zurückliegenden **zwölf Monaten** verbreitet hat. Diese Liste kann **kostenfrei eingesehen** und **abgerufen werden** unter www.dzbank.de/Pflichtangaben.

7. Vermeidung und Management von Interessenkonflikten

- 7.1 Das DZ BANK Research verfügt über eine verbindliche **Conflicts of Interest Policy**, die sicherstellt, dass relevante Interessenkonflikte der DZ BANK, der DZ BANK Gruppe, der Analysten und Mitarbeiter des Bereichs Research und Volkswirtschaft und der ihnen nahestehenden Personen vermieden werden oder, falls diese faktisch nicht vermeidbar sind, angemessen identifiziert, gemanagt, offengelegt und überwacht werden. Wesentliche Aspekte dieser Policy, die **kostenfrei** unter www.dzbank.de/Pflichtangaben eingesehen und abgerufen werden kann, werden nachfolgend zusammengefasst.
- 7.2 Die DZ BANK organisiert den Bereich Research und Volkswirtschaft als Vertraulichkeitsbereich und schützt ihn durch Chinese Walls gegenüber anderen Organisationseinheiten der DZ BANK und der DZ BANK Gruppe. Die Abteilungen und Teams des Bereichs, die Finanzanalysen erstellen, sind ebenfalls mittels Chinese Walls, räumlichen Trennungen sowie durch Physische Zutrittsperren und die Clean Desk Policy geschützt. Über die

- Grenzen dieser Vertraulichkeitsbereiche hinweg darf in beide Richtungen nur nach dem Need-to-Know-Prinzip kommuniziert werden.
- 7.3** Der Bereich Research und Volkswirtschaft verbreitet keine Research-Publikationen zu Emissionen der DZ BANK oder zu von Unternehmen der DZ BANK Gruppe emittierten Finanzinstrumenten.
- 7.4** Die Mitarbeiter des Bereichs Research und Volkswirtschaft und die ihnen nahestehenden Personen dürfen grundsätzlich nicht unbeschränkt in Finanzinstrumente investieren, die von ihnen durch Finanzanalysen gecovert werden. Für Rohstoffe und Währungen hat die DZ BANK, basierend auf dem jeweiligen Jahres-Bruttogehalt des Mitarbeiters, ebenfalls eine Obergrenze definiert, die nach Auffassung der DZ BANK persönliche Interessenkonflikte der Mitarbeiter auch bei der Erstellung von Sonstigen Research-Informationen ausschließt.
- 7.5** Insbesondere durch die in Absatz 7.2 bezeichneten und die weiteren in der Policy dargestellten Maßnahmen werden auch weitere, theoretisch denkbare informationsgestützte persönliche Interessenkonflikte von Mitarbeitern des Bereichs Research und Volkswirtschaft sowie der ihnen nahestehenden Personen vermieden.
- 7.6** Die Vergütung der Mitarbeiter des Bereichs Research und Volkswirtschaft hängt weder insgesamt, noch in dem variablen Teil direkt oder wesentlich von Erträgen aus dem Investmentbanking, dem Handel mit Finanzinstrumenten, dem sonstigen Wertpapiergeschäft und / oder dem Handel mit Rohstoffen, Waren, Währungen und / oder von Indizes der DZ BANK oder der Unternehmen der DZ BANK Gruppe ab.
- 7.7** Die DZ BANK sowie Unternehmen der DZ BANK Gruppe emittieren Finanzinstrumente für Handel, Hedging und sonstige Investitionszwecke, die als Basiswerte auch vom DZ BANK Research gecoverte Finanzinstrumente, Rohstoffe, Waren, Währungen, Benchmarks, Indizes und / oder andere Finanzkennzahlen in Bezug nehmen können. Diesbezügliche Interessenkonflikte werden im Bereich Research und Volkswirtschaft insbesondere durch die genannten organisatorischen Maßnahmen vermieden.
- 7.8** Die in den letzten 12 Monaten abweichenden Anlageempfehlungen für dasselbe Finanzinstrument / denselben Emittenten werden in der jeweils aktuellen Analyse mit der jeweiligen Kategorie der Anlageempfehlung und ihrem Datum aufgeführt.
- 7.9** Die vierteljährliche Angabe über den Anteil der in den Absätzen 4.1 und 4.2 genannten Anlagekategorien für Aktien und Fixed-Income-Instrumente an der Gesamtzahl der Anlageempfehlungen der DZ BANK sowie die Angabe des Anteils dieser Kategorien, der auf Emittenten entfällt, gegenüber denen die DZ BANK in den vergangenen zwölf Monaten Dienstleistungen nach Anhang I Abschnitte A und B der Richtlinie 2014/65/EU erbracht hat, kann kostenfrei unter www.dzbank.de/Pflichtangaben eingesehen und abgerufen werden.
- 7.10** Die nachfolgenden Definitionen erläutern die nach den aufsichtsrechtlichen Bestimmungen anzugebenden potenziellen Interessenkonflikte (sogenannte „Hochziffern“) der DZ BANK und / oder der Unternehmen der DZ BANK Gruppe in Bezug auf die in einer Finanzanalyse analysierten Emittenten und / oder Finanzinstrumente:
- 1) Die DZ BANK verfügt über eine **Netto-Long-Position** von mehr als 0,5% bezogen auf das insgesamt ausgegebene Aktienkapital des Emittenten, die nach Artikel 3 der Verordnung (EU) Nr. 236/2012 sowie den Kapiteln III und IV der Delegierten Verordnung der Kommission (EU) Nr. 918/2012 berechnet wird.
 - 2) Die DZ BANK verfügt über eine **Netto-Short-Position** von mehr als 0,5% bezogen auf das gesamte ausgegebene Aktienkapital des Emittenten, die nach Artikel 3 der Verordnung (EU) Nr. 236/2012 sowie den Kapiteln III und IV der Delegierten Verordnung der Kommission (EU) Nr. 918/2012 berechnet wird.
 - 3) Zurzeit nicht belegt.
 - 4) Der Emittent hält mehr als 5% des insgesamt ausgegebenen Aktienkapitals der DZ BANK.
 - 5) Die DZ BANK, eines ihrer Gruppenunternehmen oder eine natürliche oder juristische Person, die vertraglich in die Erstellung von Anlageempfehlungen eingebunden ist, ist zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Studie als **Market Maker, Designated Sponsor** und / oder **Liquidity Provider** für Finanzinstrumente des Emittenten tätig.
 - 6) Die DZ BANK, eines ihrer Gruppenunternehmen oder eine natürliche oder juristische Person, die vertraglich in die Erstellung von Anlageempfehlungen eingebunden ist, war in den letzten 12 Monaten vor der Veröffentlichung dieser Studie als **Manager** oder **Co-Manager** eines privaten und / oder öffentlichen Angebots für Finanzinstrumente des Emittenten tätig.
 - 7) Zurzeit nicht belegt.
 - 8) Zurzeit nicht belegt.
 - 9) Zurzeit nicht belegt.
 - 10) Der Emittent ist oder war **Kunde** der DZ BANK, eines ihrer Gruppenunternehmen oder einer natürlichen oder juristischen Person, die vertraglich in die Erstellung von Anlageempfehlungen eingebunden ist oder war, für **wertpapierbezogene Dienstleistungen**, wie sie in den Abschnitten A und B des Anhangs I zur Richtlinie 2014/65/EU genannt sind, wobei sich aus der zugrunde liegenden Vereinbarung in letzten 12 Monaten vor der Veröffentlichung dieser Finanzanalyse entweder eine Verpflichtung zur Zahlung oder ein Recht zum Erhalt einer Vergütung ergab.
 - 11) Zurzeit nicht belegt.
 - 12) DZ BANK oder eines ihrer Gruppenunternehmen hat mit dem Emittenten eine **Vereinbarung** über die **Erstellung von Anlageempfehlungen** über von ihm emittierte Finanzinstrumente geschlossen.
 - 13) Bei den das Unternehmen covernden Analysten könnte ein Interessenkonflikt vorliegen.
- 8. Adressaten und Nutzung von Finanzanalysen**
- 8.1 Adressaten**
Finanzanalysen der DZ BANK richten sich an **Geeignete Gegenparteien** sowie **professionelle Kunden** in den **Mitgliedstaaten des Europäischen Wirtschaftsraums** und der **Schweiz**. Bei einer entsprechenden Kennzeichnung ist eine Finanzanalyse der DZ BANK auch für **Privatkunden in der Bundesrepublik Deutschland oder in Österreich freigegeben**.
 Finanzanalysen werden von der DZ BANK für die Weitergabe an die vorgenannten Adressaten sowie unter den in **Absatz 8.4 und 8.5 genannten Bedingungen** zusätzlich in dem dort genannten Land an die dort genannten Adressaten freigegeben.
- 8.2 Wesentliche Informationsquellen**
 Die DZ BANK nutzt für die Erstellung ihrer Research-Publikationen ausschließlich Informationsquellen, die sie selbst als zuverlässig betrachtet. Sie kann jedoch nicht alle diesen Quellen entnommene Tatsachen und sonstigen Informationen selbst in jedem Fall nachprüfen. Sofern die DZ BANK jedoch im konkreten Fall Zweifel an der Verlässlichkeit einer Quelle oder der Richtigkeit von Tatsachen und sonstigen Informationen hat, wird sie darauf in der Research-Publikation ausdrücklich hinweisen.
 Wesentliche Informationsquellen für Research-Publikationen sind: Informations- und Datendienste (z. B. LSEG, Bloomberg, VWD, IHS Markit), zugelassene Rating-Agenturen, Fachpublikationen der Branchen, die Wirtschaftspresse, die zuständigen Aufsichtsbehörden, Informationen der Emittenten (z.B. Geschäftsberichte, Wertpapierprospekte, Ad-hoc-Mitteilungen, Presse- und Analysten-Konferenzen und sonstige Publikationen) sowie eigene fachliche, mikro- und makroökonomische Recherchen, Untersuchungen und Auswertungen.
- 8.3 Kein Wertpapierprospekt | keine individuelle Anlageempfehlung**
 Eine Research-Publikation kann und soll ein für eine Investition erforderliches Wertpapierprospekt und / oder eine fachkundige Anlageberatung keinesfalls ersetzen. Sie kann daher nicht alleinige Grundlage für die Entscheidung über eine Investition sein.
- 8.4 Nutzungsbeschränkungen außerhalb des EWR und der Schweiz**
 Finanzanalysen dürfen im Ausland nur im Einklang mit den dort geltenden Rechtsvorschriften verwendet werden, und Personen, die in den Besitz dieser Finanzanalyse gelangen, sollen sich über die dort geltenden Rechtsvorschriften informieren und diese befolgen. Diese Finanzanalyse und die in dieser Finanzanalyse enthaltenen Informationen wurden nicht bei einer Aufsichtsbehörde registriert, eingereicht oder genehmigt.
 Finanzanalysen dürfen nicht in die Vereinigten Staaten von Amerika (USA) verbracht und / oder dort für Transaktionen mit Kunden genutzt werden. Diese Finanzanalyse darf **ausschließlich** von dem in **Absatz 8.5** genannten Unternehmen in die **Republik Singapur** gebracht und dort nach den dort für sie geltenden Bestimmungen genutzt werden.
Republik Singapur
 Die Zweigniederlassung Singapur der DZ BANK ist in Singapur vom Innehaben einer Erlaubnis als Finanzberater nach Section 23(1)(a) des Financial Advisors Act (Cap. 110) (FAA) befreit.

Die DZ BANK nutzt für ihre Finanzberatung mittels Herausgabe oder Verbreitung von Research-Analysen oder Research-Berichten, gleich ob diese in elektronischer oder einer anderen Form oder gedruckt verteilt werden, eine Ausnahmeregelung für 'Foreign Research Houses' nach Regulation 32C (1) der Financial Advisors Regulation (FAR) gemäß Section 23(1)(f) des FAA.

Ihre Research-Publikationen dürfen ausschließlich durch ihre Zweigniederlassung Singapur verbreitet werden. Sie sind für die allgemeine Verbreitung bestimmt, richten sich jedoch ausschließlich an '**accredited investors**' und / oder '**expert investors**'.

Bei Transaktionen mit '**accredited investors**' oder '**expert investors**' stützt sich die DZ BANK auf folgende Ausnahmen des Cap. 110 des Financial Advisors Act:

- (1) die Ausnahme in Regulation 33 der FAR, welche die DZ BANK von der Compliance mit Section 25 der FAA zur Offenlegung von Produktinformationen gegenüber Kunden ausnimmt,
- (2) die Ausnahme in Regulation 34 der FAR, welche die DZ BANK von der Compliance mit Section 27 der FAA über Empfehlungen ausnimmt, und
- (3) die Ausnahme in Regulation 35 der FAR, welche die DZ BANK von der Compliance mit Section 36 der FAA über die Offenlegung von bestimmten Interessen in Wertpapieren ausnimmt.

Diese Finanzanalyse **berücksichtigt nicht spezifische Anlageziele, die finanzielle Situation oder persönliche Erfordernisse** eines konkreten Empfängers.

Falls Fragen in Bezug auf den Inhalt dieser Finanzanalyse bestehen, sollte ein Finanzberater zu Rate gezogen werden.

Jeder Empfänger sollte hinsichtlich **Eignung** eines jeden in dieser Finanzanalyse genannten Produkts sowie der Berücksichtigung seiner spezifischen Anlageziele, finanziellen Situation oder persönlichen Anforderungen eine **Anlageberatung vornehmen** lassen, bevor er sich verpflichtet, ein solches Produkt zu erwerben.

8.5 Ansprechpartner der DZ BANK außerhalb des EWR und der Schweiz

Den folgenden Ansprechpartner trifft keine Pflicht zur Aktualisierung der Research-Publikation. Anleger müssen sich selbst über den laufenden Geschäftsgang und etwaige Veränderungen auch der Emittenten informieren.

In der Republik Singapur:

DZ BANK AG Singapore Branch, 50 Raffles Place #43-01, Singapore Land Tower, Singapore 048623

Die DZ BANK AG Singapore Branch ist eine rechtlich unselbstständige Zweigniederlassung der DZ BANK.

9. Zusammenfassungen von Methoden und Verfahren

Ausführlichere Darstellungen der vom DZ BANK Research genutzten allgemein anerkannten sowie selbst entwickelten Methoden und Verfahren können kostenfrei unter www.dzbank.de/Pflichtangaben eingesehen und abgerufen werden.

10. FIXED INCOME RESEARCH: VERÄNDERTE ANLAGEURTEILE DER LETZTEN 12 MONATE

Agence Française de Développement (AFD)	05.01.2026	Moderate Risk
Agence France Locale (AFL)	05.01.2026	Moderate Risk
Alphabet	24.02.2026	Low Risk
Alphabet	11.02.2026	n.a.
Amazon.com	04.09.2026	Low Risk
Assistance Publique - Hôpitaux de Paris	05.01.2026	Moderate Risk
Bardays PLC	26.02.2026	Low Risk
Belgien	27.04.2026	Moderate Risk
BPIFrance Financement S.A.	05.01.2026	Moderate Risk
Caisse d'Amortissement de la Dette Sociale (CADES)		
	05.01.2026	Moderate Risk
Caisse des Dépôts (CDC)	05.01.2026	Moderate Risk
China Development Bank (CDB)	05.01.2026	Moderate Risk
Daimler Truck Holding	31.03.2026	Low Risk
Deutsche Bank	29.07.2026	Low Risk
Deutsche Pfandbriefbank	19.02.2026	Elevated Risk
Deutschsprachige Gemeinschaft (BE)	05.01.2026	Moderate Risk
Deutschsprachige Gemeinschaft (BE)	15.09.2025	Low Risk
Dexia Credit Local SA	05.01.2026	Moderate Risk
Export-Import Bank of Korea	16.03.2026	Low Risk
ExxonMobil Hldgs.	08.07.2026	Low Risk
Frankreich	09.12.2025	Moderate Risk
Französischsprachige Gemeinschaft (BE)	05.01.2026	Moderate Risk
Französischsprachige Gemeinschaft (BE)	15.09.2025	Low Risk
Generali	17.06.2026	Low Risk
Hamburger Sparkasse	31.08.2026	Low Risk
Île de France Mobilités	05.01.2026	Moderate Risk
Kering	26.03.2026	Moderate Risk
Lanxess	12.03.2026	Elevated Risk
Microsoft	18.05.2026	Low Risk
Microsoft	06.05.2026	Low Risk
Raiffeisen Bank International	13.08.2026	Moderate Risk
Region Brüssel-Hauptstadt (BE)	05.01.2026	Moderate Risk
Region Brüssel-Hauptstadt (BE)	15.09.2025	Low Risk
Region Flandern/ Flämische Gemeinschaft (BE)	15.09.2025	Low Risk
Region Wallonien (BE)	05.01.2026	Moderate Risk
Region Wallonien (BE)	15.09.2025	Low Risk
SFIL S.A.	05.01.2026	Moderate Risk
TenneT GmbH & Co. KG	09.07.2026	Low Risk
UNEDIC	05.01.2026	Moderate Risk
Wüstenrot Bausparkasse	12.08.2026	Low Risk

III. RECHTLICHE HINWEISE

1. Dieses Dokument richtet sich an **Geeignete Gegenparteien** sowie **professionelle Kunden** in den **Mitgliedstaaten des Europäischen Wirtschaftsraums** und der **Schweiz**. Bei einer entsprechenden Kennzeichnung ist ein Dokument auch für **Privatkunden in der Bundesrepublik Deutschland oder in Österreich freigegeben**.
Dieses Dokument wurde von der DZ BANK erstellt und von der DZ BANK für die Weitergabe an die vorgenannten Adressaten genehmigt.
In die **Republik Singapur** darf dieses Dokument ausschließlich von der DZ BANK über die DZ BANK Singapore Branch, nicht aber von anderen Personen, gebracht und dort ausschließlich an ‚accredited investors‘, ‚expert investors‘ und / oder ‚institutional investors‘ weitergegeben und von diesen genutzt werden.
Die Weitergabe von Dokumenten in anderen Jurisdiktionen in der Region Asien / Pazifik ist in jedem Falle der DZ BANK AG, Niederlassung Singapur vorbehalten.
Dieses Dokument darf nicht in die **Vereinigten Staaten von Amerika (USA)** verbracht und / oder dort für Transaktionen mit Kunden genutzt werden.
Dieses Dokument darf im Ausland nur in Einklang mit dem jeweils dort geltenden Recht verteilt werden, und Personen, die in den Besitz dieses Dokuments gelangen, sollen sich über die dort geltenden Rechtsvorschriften informieren und diese befolgen. Dieses Dokument und die in diesem Dokument enthaltenen Informationen wurden nicht bei einer Aufsichtsbehörde registriert, eingereicht oder genehmigt.
2. Dieses Dokument wird lediglich zu Informationszwecken übergeben und darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung der DZ BANK weder ganz noch teilweise vervielfältigt, noch an andere Personen weitergegeben, noch sonst veröffentlicht werden. Sämtliche Urheber- und Nutzungsrechte, auch in elektronischen und Online-Medien, verbleiben bei der DZ BANK.
Obwohl die DZ BANK Hyperlinks zu Internet-Seiten von in diesem Dokument genannten Unternehmen angeben kann, bedeutet dies nicht, dass die DZ BANK sämtliche Daten auf der verlinkten Seite oder Daten, auf welche von dieser Seite aus weiter zugegriffen werden kann, bestätigt, empfiehlt oder gewährleistet. Die DZ BANK übernimmt weder eine Haftung für Verlinkungen oder Daten, noch für Folgen, die aus der Nutzung der Verlinkung und / oder Verwendung dieser Daten entstehen könnten.
3. Dieses Dokument stellt weder ein Angebot, noch eine Aufforderung zur Abgabe eines Angebots zum Erwerb oder Verkauf von Wertpapieren, sonstigen Finanzinstrumenten oder anderen Investitionsobjekten dar und darf auch nicht dahingehend ausgelegt werden.
Einschätzungen, insbesondere Prognosen, Fair Value- und / oder Kurserwartungen, die für die in diesem Dokument analysierten Investitionsobjekte angegeben werden, können möglicherweise nicht erreicht werden. Dies kann insbesondere auf Grund einer Reihe nicht vorhersehbarer Risikofaktoren eintreten.
Solche Risikofaktoren sind insbesondere, jedoch nicht ausschließlich: Marktvolatilitäten, Branchenvolatilitäten, Maßnahmen des Emittenten oder Eigentümers, die allgemeine Wirtschaftslage, die Nichtrealisierbarkeit von Ertrags- und / oder Umsatzzielen, die Nichtverfügbarkeit von vollständigen und / oder genauen Informationen und / oder ein anderes später eintretendes Ereignis, das sich auf die zugrundeliegenden Annahmen oder sonstige Prognosegrundlagen, auf die sich die DZ BANK stützt, nachteilig auswirken können.
Die gegebenen Einschätzungen sollten immer im Zusammenhang mit allen bisher veröffentlichten relevanten Dokumenten und Entwicklungen, welche sich auf das Investitionsobjekt sowie die für es relevanten Branchen und insbesondere Kapital- und Finanzmärkte beziehen, betrachtet und bewertet werden.
Die DZ BANK trifft keine Pflicht zur Aktualisierung dieses Dokuments.
Anleger müssen sich selbst über den laufenden Geschäftsgang und etwaige Veränderungen im laufenden Geschäftsgang der Unternehmen informieren.
Die DZ BANK ist berechtigt, während des Geltungszeitraums einer Anlageempfehlung in einer Analyse eine weitere oder andere Analyse mit anderen, sachlich gerechtfertigten oder auch fehlenden Angaben über das Investitionsobjekt zu veröffentlichen.
4. Die DZ BANK hat die Informationen, auf die sich dieses Dokument stützt, aus Quellen entnommen, die sie grundsätzlich als zuverlässig einschätzt. Sie hat aber nicht alle diese Informationen selbst nachgeprüft. Dementsprechend gibt die DZ BANK keine Gewährleistungen oder Zusicherungen hinsichtlich der

Genauigkeit, Vollständigkeit oder Richtigkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen oder Meinungen ab.

Weder die DZ BANK noch ihre verbundenen Unternehmen übernehmen eine Haftung für Nachteile oder Verluste, die ihre Ursache in der Verteilung und / oder Verwendung dieses Dokuments haben und / oder mit der Verwendung dieses Dokuments im Zusammenhang stehen.

5. Die DZ BANK, und ihre verbundenen Unternehmen sind berechtigt, Investmentbanking- und sonstige Geschäftsbeziehungen zu dem / den Unternehmen zu unterhalten, die Gegenstand der Analyse in diesem Dokument sind. Die Analysten der DZ BANK liefern im Rahmen des jeweils geltenden Aufsichtsrechts ferner Informationen für Wertpapierdienstleistungen und Wertpapiernebenleistungen.
Anleger sollten davon ausgehen, dass (a) die DZ BANK und ihre verbundenen Unternehmen berechtigt sind oder sein werden, Investmentbanking-, Wertpapier- oder sonstige Geschäfte von oder mit den Unternehmen, die Gegenstand der Analyse in diesem Dokument sind, zu akquirieren, und dass (b) Analysten, die an der Erstellung dieses Dokumentes beteiligt waren, im Rahmen des Aufsichtsrechts grundsätzlich mittelbar am Zustandekommen eines solchen Geschäfts beteiligt sein können.
Die DZ BANK und ihre verbundenen Unternehmen sowie deren Mitarbeiter könnten möglicherweise Positionen in Wertpapieren der analysierten Unternehmen oder Investitionsobjekte halten oder Geschäfte mit diesen Wertpapieren oder Investitionsobjekten tätigen.
6. Die Informationen und gegebenenfalls Empfehlungen der DZ BANK in diesem Dokument stellen keine individuelle Anlageberatung dar und können deshalb je nach den speziellen Anlagezielen, dem Anlagehorizont oder der individuellen Vermögenslage für einzelne Anleger nicht oder nur bedingt geeignet sein. Mit der Ausarbeitung dieses Dokuments wird die DZ BANK gegenüber keiner Person als Anlageberater oder als Portfolioverwalter tätig. Die in diesem Dokument enthaltenen Meinungen und gegebenenfalls Empfehlungen geben die nach bestem Wissen erstellte Einschätzung der Analysten der DZ BANK zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments wieder; sie können aufgrund künftiger Ereignisse oder Entwicklungen ohne Vorankündigung geändert werden oder sich verändern. Dieses Dokument stellt eine unabhängige Bewertung der entsprechenden Emittenten beziehungsweise Investitionsobjekte durch die DZ BANK dar und alle hierin enthaltenen Bewertungen, Meinungen oder Erklärungen sind diejenigen des Verfassers des Dokuments und stimmen nicht notwendigerweise mit denen der Emittentin oder dritter Parteien überein.
Eine (Investitions-)Entscheidung bezüglich Wertpapiere, sonstige Finanzinstrumente, Rohstoffe, Waren oder sonstige Investitionsobjekte sollte nicht auf der Grundlage dieses Dokuments, sondern auf der Grundlage unabhängiger Investmentanalysen und Verfahren sowie anderer Analysen, einschließlich, jedoch nicht beschränkt auf Informationsmemoranden, Verkaufs- oder sonstige Prospekte erfolgen. Dieses Dokument kann eine Anlageberatung nicht ersetzen.
7. Indem Sie dieses Dokument, gleich in welcher Weise, benutzen, verwenden und / oder bei Ihren Überlegungen und / oder Entscheidungen zugrunde legen, akzeptieren Sie die in diesem Dokument genannten Beschränkungen, Maßgaben und Regelungen als für sich rechtlich ausschließlich verbindlich.

Ergänzende Information von Markit Indices GmbH

Weder IHS Markit noch deren Tochtergesellschaften oder irgendein externer Datenanbieter übernehmen ausdrücklich oder stillschweigend irgendeine Gewährleistung hinsichtlich der Genauigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität der hierin enthaltenen Daten sowie der von den Empfängern der Daten zu erzielenden Ergebnisse. Weder IHS Markit noch deren Tochtergesellschaften oder irgendein Datenanbieter haften gegenüber dem Empfänger der Daten ungeachtet der jeweiligen Gründe in irgendeiner Weise für ungenaue, unrichtige oder unvollständige Informationen in den IHS Markit-Daten oder für daraus entstehende (unmittelbare oder mittelbare) Schäden.
Seitens IHS Markit besteht keine Verpflichtung zur Aktualisierung, Änderung oder Anpassung der Daten oder zur Benachrichtigung eines Empfängers derselben, falls darin enthaltene Sachverhalte sich ändern oder zu einem späteren Zeitpunkt unrichtig geworden sein sollten.
Ohne Einschränkung des Vorstehenden übernehmen weder IHS Markit noch deren Tochtergesellschaften oder irgendein externer Datenanbieter Ihnen

Wichtig: Die Erläuterungen zu möglichen Interessenkonflikten finden Sie im Abschnitt "Pflichtangaben für Finanzanalysen und weiterführende Hinweise".

Bitte lesen Sie den Abschnitt "Pflichtangaben für Finanzanalysen und weiterführende Hinweise" sowie den Abschnitt "Rechtliche Hinweise" am Ende dieser Studie.

gegenüber irgendeiner Haftung - weder vertraglicher Art (einschließlich im Rahmen von Schadenersatz) noch aus unerlaubter Handlung (einschließlich Fahrlässigkeit), im Rahmen einer Gewährleistung, aufgrund gesetzlicher Bestimmungen oder sonstiger Art - hinsichtlich irgendwelcher Verluste oder Schäden, die Sie infolge von oder im Zusammenhang mit Meinungen, Empfehlungen, Prognosen, Beurteilungen oder sonstigen Schlussfolgerungen oder Handlungen Ihrerseits oder seitens Dritter erleiden, ungeachtet dessen, ob diese auf den hierin enthaltenen Angaben, Informationen oder Materialien beruhen oder nicht.

Die in Texten und Grafiken enthaltenen Preisnotierungen sowie Rendite- und Spreadangaben sind bei IHS Markit regelmäßig auf den Stand zum Vorabend aktualisiert.

Ergänzende Informationen von MSCI Inc., MSCI Solutions LLC (Übersetzung)

Hinweis und Haftungsausschluss für Nutzung von MSCI-Lizenzen bei Research

Bestimmte hierin enthaltene Informationen (die „Informationen“) stammen von MSCI Inc., MSCI Solutions LLC oder deren verbundenen Unternehmen („MSCI“) oder Informationsanbietern (zusammen die „MSCI-Parteien“) und unterliegen deren Urheberrecht. Sie können zur Berechnung von Bewertungen, Anzeichen oder anderen Indikatoren verwendet worden sein. Die Informationen sind nur für den internen Gebrauch bestimmt und dürfen ohne vorherige schriftliche Genehmigung weder ganz noch teilweise reproduziert oder verbreitet werden. Die Informationen dürfen nicht für den Kauf oder Verkauf von Wertpapieren, Finanzinstrumenten oder -produkten, Handelsstrategien oder Indizes verwendet werden und stellen auch kein Angebot zum Kauf oder Verkauf sowie keine Werbung oder Empfehlung für solche dar. Sie sind auch nicht als Hinweis oder Garantie für eine zukünftige Wertentwicklung zu verstehen. Einige Fonds können auf MSCI-Indizes basieren oder mit diesen verbunden sein, und MSCI kann auf der Grundlage des verwalteten Fondsvermögens oder anderer Kennzahlen vergütet werden. MSCI hat eine Informationsbarriere zwischen Research zu Indizes und bestimmten Informationen eingerichtet. Keine der Informationen kann für sich genommen dazu verwendet werden, um zu bestimmen, welche Wertpapiere gekauft oder verkauft werden sollen oder wann sie gekauft oder verkauft werden sollen. Die Informationen werden „so wie sie sind“ bereitgestellt, und der Nutzer übernimmt das gesamte Risiko für jede Verwendung, die er von den Informationen macht oder zulässt. Keine MSCI-Partei übernimmt eine Gewährleistung oder Garantie für die Originalität, Genauigkeit und/oder Vollständigkeit der Informationen und jede Partei lehnt ausdrücklich alle

ausdrücklichen oder stillschweigenden Gewährleistungen ab. Keine MSCI-Partei haftet für Fehler oder Auslassungen im Zusammenhang mit den hierin enthaltenen Informationen oder für direkte, indirekte, besondere, strafbare, Folge- oder sonstige Schäden (einschließlich entgangener Gewinne), selbst wenn sie auf die Möglichkeit solcher Schäden hingewiesen wurde.

Ergänzende Information von S&P Global Market Intelligence, 2024

Die Vervielfältigung von Informationen, Daten oder Materialien, einschließlich Ratings („Inhalte“) in jeglicher Form ist nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung der jeweiligen Partei gestattet. Diese Partei, ihre verbundenen Unternehmen und Lieferanten („Inhaltsanbieter“) übernehmen keine Garantie für die Richtigkeit, Angemessenheit, Vollständigkeit, Aktualität oder Verfügbarkeit von Inhalten und sind, ungeachtet der jeweiligen Gründe, nicht verantwortlich für (aus Fahrlässigkeit oder anderweitig entstandene) Fehler oder Auslassungen, oder für die Ergebnisse, die durch die Verwendung dieser Inhalte erzielt werden. Keinesfalls haften die Inhaltsanbieter für Schäden, Kosten, Aufwendungen, Rechtskosten oder Verluste (einschließlich Einkommensverlusten oder entgangener Gewinne und Opportunitätskosten) im Zusammenhang mit der Verwendung der Inhalte. Der Verweis auf eine bestimmte Anlage oder ein bestimmtes Wertpapier, ein Rating oder eine Äußerung zu einer Anlage, die Teil der Inhalte ist, stellt keine Empfehlung zum Kauf, Verkauf oder Halten einer solchen Anlage oder eines solchen Wertpapiers dar, sagt nichts über die Eignung einer Anlage oder eines Wertpapiers aus und sollte nicht als Anlageberatung angesehen werden. Ratings sind Meinungsäußerungen und keine Tatsachenbehauptungen.

Ergänzende Information von STOXX Ltd. und Qontigo Index GmbH

Der DAX bzw. Euro Stoxx 50 (der „Index“) und die darin enthaltenen Daten und verwendeten Marken werden durch die STOXX Ltd. oder Qontigo Index GmbH im Rahmen einer Lizenz bereitgestellt. Die STOXX Ltd. und die Qontigo Index GmbH waren nicht an der Erstellung gemeldeter Informationen beteiligt und übernehmen keinerlei Gewährleistung und schließen jegliche Haftung (aus fahrlässigem sowie aus anderem Verhalten) – unter anderem im Hinblick auf die Genauigkeit, Angemessenheit, Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität und Eignung für einen beliebigen Zweck – für jegliche gemeldeten Informationen oder Fehler, Auslassungen oder Störungen des Index oder der darin enthaltenen Daten aus. Eine Verteilung oder weitere Verbreitung solcher der STOXX Ltd. oder Qontigo Index GmbH gehörenden Daten ist nicht gestattet.

Kapitalmärkte Institutionelle Kunden	Bereichsleiter	+49 – (0)69 – 74 47 – 69 62	H.-Theo Brockmann
Vertrieb Finanzinstitutionen INTL	Abteilungsleiter		N.N.
	Gruppenleiter Vertrieb Nordics/Zentralbanken	+49 – (0)69 – 74 47 – 12 70	Lars Carlsen
	Gruppenleiter Vertrieb Westeuropa	+49 – (0)69 – 74 47 – 45 74	David Di Jorio
	Vertrieb Institutionelle Asien	+65 – 65 80 – 16 24	Anand Subramanian
Vertrieb Finanzinstitutionen DACH	Abteilungsleiter	+49 – (0)69 – 74 47 – 52 792	Andreas Siadak
	Gruppenleiter Vertrieb Regionalkunden	+49 – (0)69 – 74 47 – 34 32	Jörn Schneider
	Gruppenleiter Vertrieb Institutionelle	+49 – (0)69 – 74 47 – 4 24 20	Tilo Sperling
VRB Vertrieb Eigengeschäft	Abteilungsleiter	+49 – (0)69 – 74 47 – 90 14 7	Torsten Merkle
	Vertrieb Bayern	+49 – (0)89 – 21 34 – 30 45	Mario Zollitsch
	Vertrieb Nord/Ost	+49 – (0)511 – 99 19 – 44 5	Carsten Bornhuse
	Vertrieb West	+49 – (0)211 – 7 78 – 36 34	Kay Böckmann
	Zentraler Vertrieb	+49 – (0)69 – 74 47 – 29 99	Sven Köhler
	Eigengeschäft und Geldmarkt	+49 – (0)69 – 74 47 – 34 88	Christian Thomas
	Vertriebsmanagement	+49 – (0)511 – 99 19 – 70 0	Carolin Gerhard
	Produktmanagement	+49 – (0)69 – 74 47 – 90 31 0	Bernd Rohleder
GenoBanken Gesamtbanksteuerung	Beratung Gesamtbanksteuerung	+49 – (0)69 – 74 47 – 69 56	Dr. Reinhard Mathweis
	Beratung Gesamtbanksteuerung Zentral/Mitte	+49 – (0)69 – 74 47 – 9 04 86	Kristian Mainert
	Beratung Gesamtbanksteuerung Nord/Ost	+49 – (0)30 – 20 24 1- 47 0	Bernd Juhnke
	Beratung Gesamtbanksteuerung Bayern	+49 – (0) 89 -21 34- 20 69	Klaus Pfeffer
	Beratung Gesamtbanksteuerung Südwest	+49 – (0)69 – 74 47 – 68 15	Dr. Ralf Anacker
	Beratung Gesamtbanksteuerung West	+49 – (0)211 – 7 78 – 36 90	Henrik Bernds
	Zentrale Leistungen Gesamtbanksteuerung	+49 – (0)211 – 7 78 – 36 90	André Wöllenweber
	Asset Management	+49 – (0)211 – 7 78 – 14 39	Jannis Wrackmeyer
Firmenkunden	Abteilungsleiter	+49 – (0)69 – 74 47 – 23 69	Roland Weiß
	Gruppenleiter Derivative Solutions Zins, Devisen, Anlage	+49 – (0)69 – 74 47 – 44 00	Tobias Strumpel
	Gruppenleiterin Vertrieb Mittelstand Zins und Devisen	+49 – (0)69 – 74 47 – 44 26	Evelyne Thiessen
	Gruppenleiter Vertrieb Mittelstand Zins und Devisen, Region West / Mitte	+49 – (0)2 11 – 7 78 – 21 90	Dirk Dreier
	Gruppenleiter Vertrieb Mittelstand Zins und Devisen, Region Nord	+49 – (0)40 – 35900- 185	Sven Wucherpfennig
Emittenten (DCM)	Abteilungsleiter	+49 – (0)69 – 74 47 – 38 11	Friedrich Luithlen
	Gruppenleiter SSA	+49 – (0)69 – 74 47 – 57 487	Bernd Loder
	Gruppenleiter Financials	+49 – (0)69 – 74 47 – 52 053	Matthias Ebert
	Gruppenleiter Corporates	+49 – (0)69 – 74 47 – 71 45	Bettina Streiter
	Gruppenleiter Sustainable Finance/ESG	+49 – (0)69 – 74 47 – 15 82	Marcus Pratsch
	Gruppenleiter MTN-Desk	+49 – (0)69 – 74 47 – 62 19	Maximilian Lainer
Kapitalmärkte Privatkunden	DZ BANK Produkte	+49 – (0)69 – 74 47 – 9 26 00	wertpapiere@dzbank.de