cee group



Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Strategien der CEE Group zur erfolgreichen Mitigation negativer Strompreise

© 2025 CEE Group

Inhalt

1. Das deutsche Stromnetz im Wandel ... 3
1.1 Transformation des Stromnetzes ... 3
1.2 Wachsender Strombedarf trifft auf volatile Erzeuger ... 3
1.3 Netzausbau und Flexibilitätsoptionen als Engpass ... 4

2. Strompreismechanismen ... 5
2.1 Das deutsche Stromnetz im Wandel ... 5
2.2 Wie entstehen negative Preise? ... 5
2.3 Abklingen negativer Preise ... 6

3. Marktausblick: Neue Perspektiven für den Strommarkt ... 6
3.1 Batteriespeicher als Schlüsseltechnologie ... 6
3.2 Digitale Transformation und neue Großabnehmer als Chance ... 7

4. Pragmatische Lösungsansätze für unsere Portfolien ... 8
4.1 Regelleistungsmärkte als neue Erlösquelle ... 8
4.2 Erweiterung um BESS als Flexibilitätsoption ... 10
4.2.1 Grünstromspeicher: Optimierung der Direktvermarktung ... 10
4.2.2 Graustromspeicher: Maximale Flexibilität und Erlöspotenzial ... 10
4.2.3 Hybridisierung: Diversifikation reduziert Kannibalisierungseffekte ... 10
4.2.4 PPA-Strukturen: Flexibles Risikomanagement für Negativpreise ... 10

5. Fazit ... 11

Wichtiger Hinweis ... 12



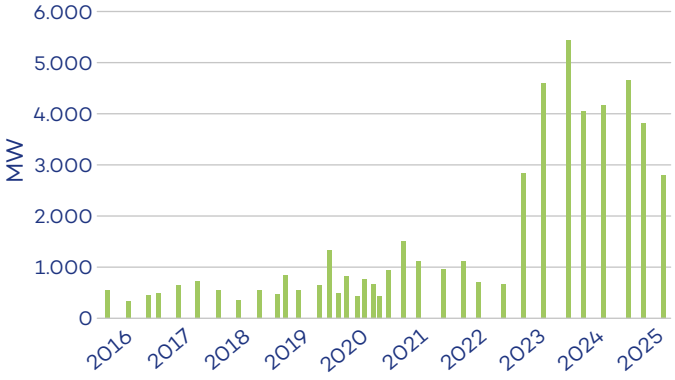
© 2025 CEE Group

1. Das deutsche Stromnetz im Wandel

1.1 Transformation des Stromnetzes

Der deutsche Strommarkt befindet sich inmitten einer historischen Transformation. Der Ausbau der erneuerbaren Energien – allen voran die Photovoltaik – hat in den vergangenen Jahren eine beispiellose Dynamik entwickelt. Nach der Gaskrise im Jahr 2022 hat die Bundesregierung die Ausbauziele massiv erhöht: Die EEG-Ausschreibungsmengen für Solar-Freiflächenanlagen wurden 2022 und 2023 auf das Zwei- bis Dreifache des Vorjahres gesteigert (siehe Grafik 1). Gleichzeitig sorgten die gestiegenen Strompreise für besonders attraktive Investitionsbedingungen. Im Jahr 2024 stammten erstmals über 60 % des deutschen Strommixes aus erneuerbaren Quellen[1] – ein Meilenstein, der die rasante Entwicklung unterstreicht.

Grafik 1: Gebotsmenge in EEG-Ausschreibung für Solaranlagen (in MW)



Quelle: Bundesnetzagentur

Der Ausbau der Photovoltaik ist dabei nicht nur klimapolitisch geboten, sondern auch ökonomisch sinnvoll: Solarenergie ist heute die günstigste Form der Stromerzeugung und trägt maßgeblich zur Senkung der Stromgestehungskosten bei.[2] Die Investitionen in PV-Anlagen ermöglichen eine kosteneffiziente, dezentrale und nachhaltige Energieversorgung, stärken die Versorgungssicherheit und reduzieren die Abhängigkeit von fossilen Importen.

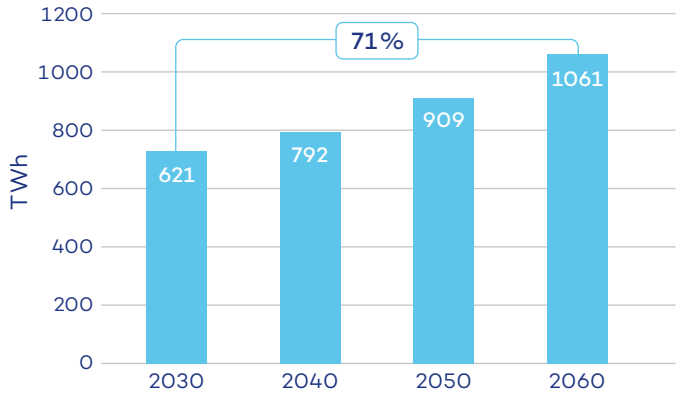
Doch diese Erfolgsgeschichte bringt neue Herausforderungen mit sich: Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist naturgemäß wetterabhängig. Besonders der starke Zubau von Photovoltaik führt zu einer immer höheren Einspeisung von Solarstrom, deren zeitliche Verfügbarkeit nicht immer mit dem Verbrauch korrespondiert. Das Stromnetz wird dadurch zunehmend belastet und stößt vielerorts an seine Kapazitätsgrenzen. Die Folge: Immer häufiger können die Netze die erzeugte Energie nicht vollständig aufnehmen und weiterleiten – eine Entwicklung, die die Notwendigkeit von Flexibilitätsoptionen und Netzausbau unterstreicht.

1.2 Wachsender Strombedarf trifft auf volatile Erzeuger

Zwischen 2030 und 2060 wird ein massiver Anstieg des Gesamtstrombedarfs um rund 440 TWh bzw. 71 % erwartet (siehe Grafik 2). Haupttreiber sind die fortschreitende Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie, sowie der wachsende Bedarf durch Elektrolyseure und Datenzentren. Prognosen zufolge werden Elektrofahrzeuge und Elektrolyseure 2060 jeweils über 10 % des Gesamtbedarfs ausmachen. Elektrolyseure gewinnen dabei besonders an Bedeutung, da sie überschüssige Energie aufnehmen und in Wasserstoff umwandeln können – ein wichtiger Beitrag zur Netzstabilisierung.

Auch der Strombedarf von Datenzentren wird sich von 2030 bis 2060 mehr als verdoppeln,[3] was die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien unterstreicht. Laut EEG sollen bis 2030 mindestens 80 % des Strombedarfs durch Erneuerbare gedeckt werden[4] – ein ambitioniertes Ziel, das die Dringlichkeit und Relevanz des Themas verdeutlicht.

Grafik 2: Prognose jährlicher Bruttostrombedarf, mittleres Szenario*



*Umfasst die sektorale Nachfrage sowie Übertragungsverluste und BtM (Behind the Meter)-Verbrauch. Der Eigenverbrauch von Kraftwerken und die Nachfrage durch Effizienzverluste bei der Speicherung sind nicht berücksichtigt. Der Grundbedarf stammt aus Industrie, Haushalten, Gewerbe und Verkehr. Dazu kommen Bedarfe von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen, Elektrolyseuren und Datenzentren.

Quelle: Aurora Energy Research, Oktober 2025

[1] Quelle: Fraunhofer ISE, „Öffentliche Stromerzeugung 2024: Deutscher Strommix so sauber wie nie“, 2025.
[2] Quelle: Fraunhofer ISE (2024): Studie Stromgestehungskosten erneuerbare Energien.
[3] Quelle: Aurora Energy Research, Oktober 2025
[4] Quelle: Bundeswirtschaftsministerium

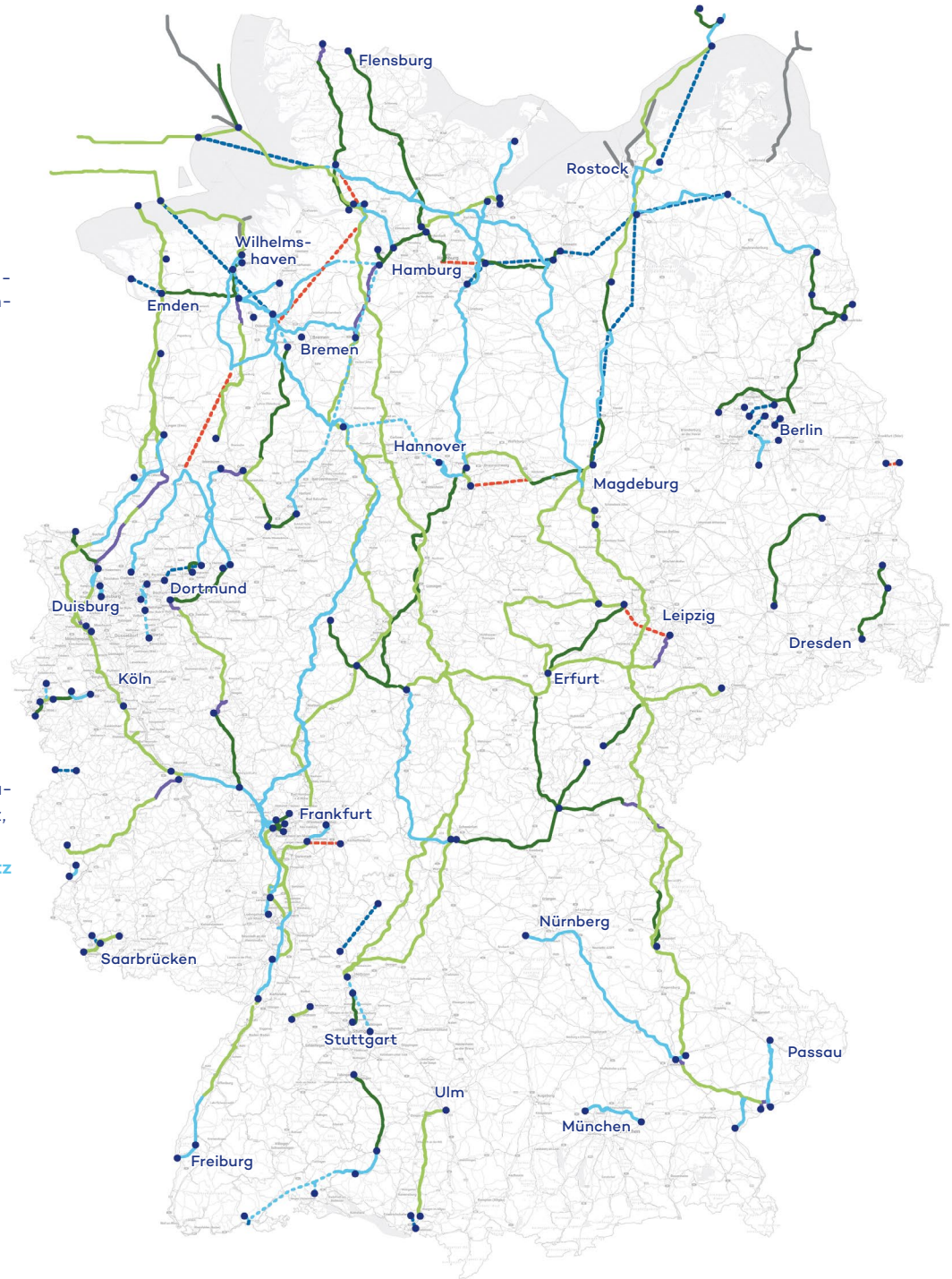
© 2025 CEE Group

1.3 Netzausbau und Flexibilitäts-optionen als Engpass

Der rasante Ausbau und der prognostizierte Anstieg des Strombedarfs stellen das bestehende Energiesystem vor erhebliche Herausforderungen. Ein zentrales Problem ist der unzureichende Netzausbau (siehe Grafik 3). Während die installierte Leistung an Wind- und Solaranlagen kontinuierlich wächst, hinken Ausbau und Modernisierung der Stromnetze hinterher. In wind- und sonnenreichen Zeiten kommt es daher regional zu Überangeboten an erneuerbarem Strom, der aufgrund begrenzter Netzkapazitäten nicht vollständig zu den Verbrauchern transportiert und auch nicht zwischengespeichert werden kann.

Grafik 3: Status des Netzausbaus in Deutschland

- noch nicht im Genehmigungsverfahren
- im Bundesfachplanungs- oder Raumordnungsverfahren/in der Raumverträglichkeitsprüfung
- im oder vor dem Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren
- genehmigt beziehungsweise im Bau
- fertiggestellt
- in Betrieb
- Sonstige (z.B. Offshore)
- Netzverknüpfungspunkte



Status Quo Netzausbau

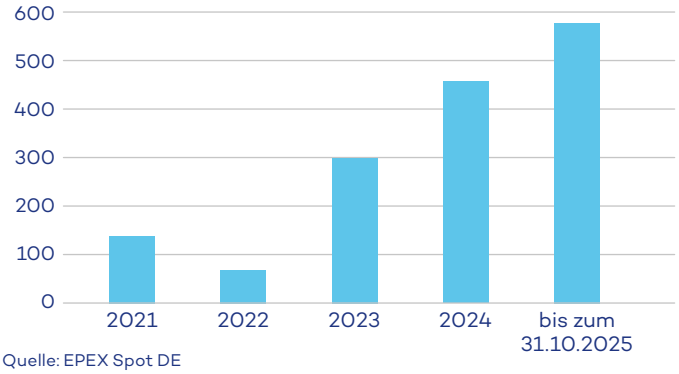
Die Karte zeigt alle Netzausbau-Vorhaben im Übertragungsnetz, die im **Bundesbedarfsplan** oder im **Energieleitungsausbaugesetz** enthalten sind.*

*Nicht dargestellt: Leitungsprojekte im Verteilnetz (in der Regel 110 Kilovolt)

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2025). Netzausbau – Übersichtskarte der Vorhaben. Abgerufen am 3. November 2025.

© 2025 CEE Group

Grafik 4: Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen



Quelle: EPEX Spot DE

In solchen Fällen greifen Netzbetreiber zu Einspeisemanagement-Maßnahmen, bei denen Wind- und Solaranlagen abgeregelt oder abgeschaltet werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Zwar werden die Betreiber entschädigt, jedoch geht wertvoller grüner Strom verloren und das Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung wird verfehlt. Zudem führen Überangebote häufig zu negativen Strompreisen, insbesondere bei geringem Verbrauch an Sonn- und Feiertagen. Diese Entwicklung unterstreicht die Dringlichkeit eines beschleunigten Netzausbaus und die Notwendigkeit zusätzlicher Flexibilitätsoptionen wie Speicherlösungen und intelligenter Steuerung.

2. Strompreismechanismen

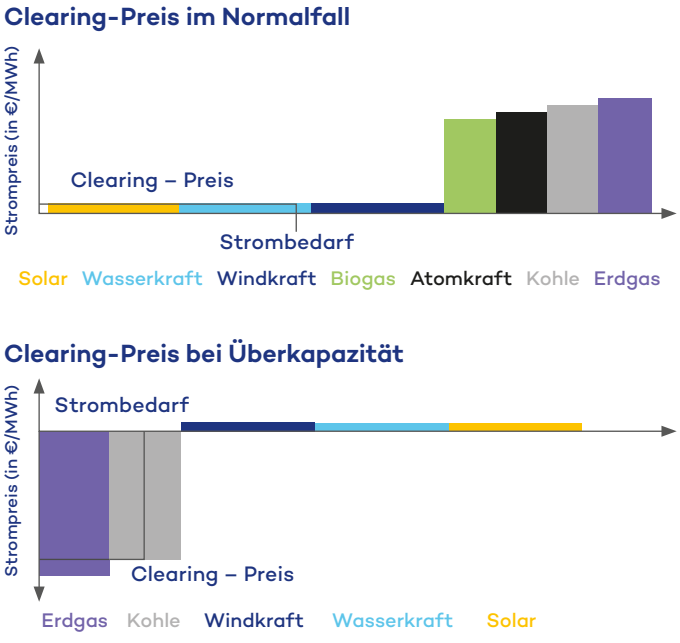
2.1 Preisbildung am Strommarkt: Das Merit-Order-Prinzip

Die Preisbildung am deutschen Strommarkt erfolgt über das sogenannte Merit-Order-Verfahren, das von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) gesteuert wird. Für jede Stunde des Folgetages wird der erwartete Strombedarf berechnet und eine stündliche Ausschreibung durchgeführt. Stromerzeuger geben für jede Stunde Gebote ab, die Menge und Preis enthalten. Der Clearing-Preis wird für jede Stunde bestimmt: Alle Gebote zum oder unter dem Clearing-Preis erhalten diesen Preis (Pay-as-cleared-Ausschreibung), während teurere Gebote abgelehnt werden und die entsprechenden Kraftwerke in dieser Stunde nicht einspeisen. Die Gebotspreise der Kraftwerksbetreiber orientieren sich in einem liberalisierten Markt an ihren Erzeugungs-, Brennstoff- und variablen Betriebskosten. Erneuerbare Energien bieten meist zu besonders niedrigen Preisen an, da ihre Grenzkosten gering sind.

2.2 Wie entstehen negative Preise?

Negative Strompreise entstehen, wenn die Nachfrage niedrig und das Angebot an grüner Energie – etwa bei viel Sonne oder Wind – besonders hoch ist. In solchen Situationen kann ein Stromüberschuss entstehen, wenn mehr Strom angeboten als benötigt wird. Im Normalfall würde der Netzbetreiber bevorzugt erneuerbare Anlagen zur Einspeisung auswählen, weil sie niedrigere Produktionskosten haben als konventionelle Kraftwerke. Bei konventionellen Kraftwerken entstehen häufig erhöhte Kosten, wenn sie für wenige Stunden vom Netz genommen werden. Die sogenannten Start-up-Kosten resultieren aus dem aufwendigen Hochfahren der Anlagen nach einer Abschaltung. Um diese wirtschaftlichen Verluste zu vermeiden, geben konventionelle Kraftwerke negative Gebote ab und sind bereit, für die Einspeisung zu zahlen, um Start-up-Kosten zu umgehen. Dies führt dazu, dass der Clearing-Preis an der Strombörse für die betreffende Stunde negativ wird. Der Merit-Order-Effekt, also die Vorrangstellung der günstigsten Erzeuger, wirkt in solchen Situationen besonders stark und sorgt für negative Preise – ein deutliches Zeichen für den Wandel und die Herausforderungen im deutschen Strommarkt.

Grafik 5: Wie entstehen negative Preise?



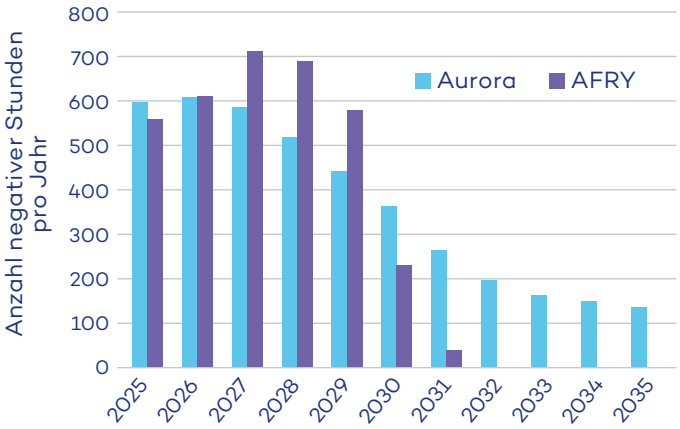
Quelle: CEE Group, illustrative Darstellung.

© 2025 CEE Group

2.3 Abklingen negativer Preise

Prognosen von Aurora und AFRY (führende Energie und Marktanalysefirmen) zeigen, dass negative Strompreise kurzfristig zwar häufiger auftreten, langfristig jedoch – insbesondere ab den 2030er-Jahren – deutlich an Bedeutung verlieren (siehe Grafik 6). Hauptursachen hierfür sind der rasche Ausbau von Batteriespeicherkapazitäten, die Produktionsüberschüsse zunehmend abfedern, sowie strukturelle Veränderungen auf der Erzeugerseite. Zusätzlich sorgen neue, stromintensive Abnehmertypen und Megatrends wie Digitalisierung, Wasserstoffproduktion und Rechenzentren für eine steigende Nachfrage und tragen so zu einem stabileren und nachhaltigeren Strommarkt bei.

Grafik 6: Ausklingen von Stunden mit negativen Preisen



Quelle: Aurora Energy Research Marktreport Q3 2025 und AFRY Marktreport Q3 2025

3. Marktausblick: Neue Perspektiven für den Strommarkt

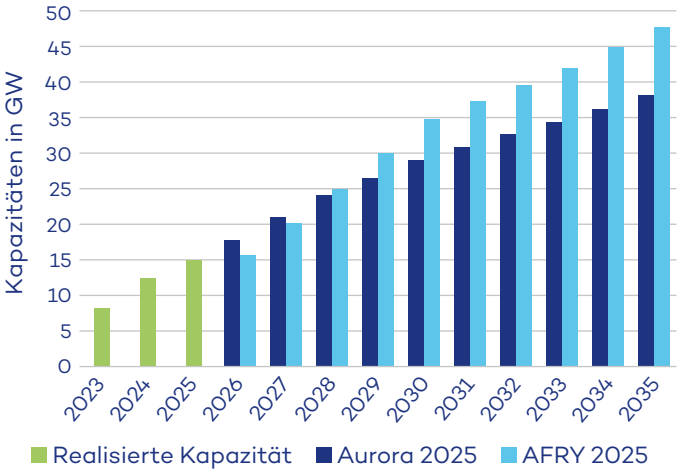
3.1 Batteriespeicher als Schlüsseltechnologie

Batteriespeicher (BESS) bieten eine ideale Möglichkeit zur Zwischenspeicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien und sind damit ein zentraler Baustein für die Flexibilisierung des deutschen Strommarkts.

Der Ausbau von Batteriespeichern wird stark vorangetrieben, benötigt jedoch noch einige Jahre, um einen signifikanten Einfluss auf den Strommarkt zu entfalten. Das Verhältnis von installierter PV-Kapazität zu Speicherkapazität liegt derzeit bei etwa 7 zu 1. Die aktuell installierte Speicherkapazität beträgt rund 15 GW.[5] Mittelfristig wird er dazu beitragen, die Zahl der Stunden mit negativen Preisen deutlich zu reduzieren. Die aktuelle Projektpipeline für Batteriespeicher ist enorm und übersteigt die Ausbauprognosen von Analysten wie Aurora und AFRY um ein Vielfaches (siehe Grafik 7). Ein Großteil der Projekte befindet sich allerdings noch in der Entwicklungsphase, wobei die Verfügbarkeit von Netzanschlüssen einen wesentlichen Engpass darstellt. Allein bei den Übertragungsnetzbetreibern liegen Anfragen für 226 GW an Batteriespeicherprojekten vor, bei den Verteilnetzbetreibern kommen mehrere hundert GW hinzu.

Die sukzessive Realisierung dieser Projekte wird den Rückgang der Stunden mit negativen Preisen deutlich beschleunigen. Prognosen gehen davon aus, dass die installierte Speicherkapazität von aktuell 15 GW bis zum Jahr 2030 auf

Grafik 7: Prognose zum Ausbau von Batteriespeichern



Quelle: Aurora Energy Research Marktreport Q3 2025 und AFRY Marktreport Q3 2025

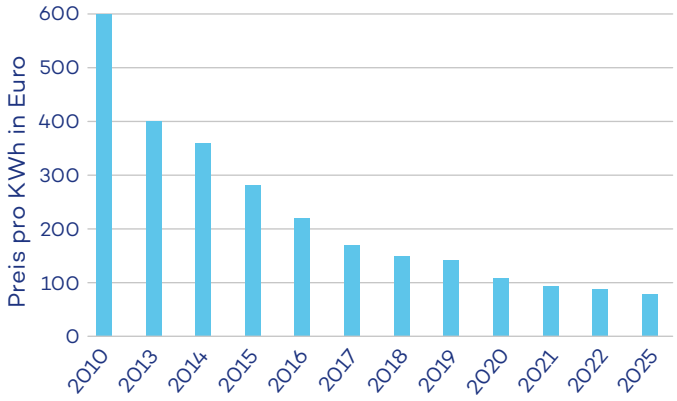
etwa 30 GW anwachsen wird.[6] Dieser Ausbau wird durch mehrere Faktoren unterstützt: sinkende Investitionskosten (siehe Grafik 8), wachsendes Know-how im deutschen Markt, attraktive Erlösmöglichkeiten am Strom- und Regelleistungsmarkt sowie gezielte Fördermaßnahmen der Bundesregierung, wie beispielsweise die Netzentgeltbefreiung und die Integration von Batteriespeichern in EEG-Ausschreibungen.

[5] Quelle: Zubau von fast 4,59 Gigawattstunden an Batteriespeicherkapazität in Deutschland bislang in diesem Jahr", pv magazine Deutschland, 05.09.2025

[6] Quelle: Aurora Energy Research, 2025

© 2025 CEE Group

Grafik 8: Stark sinkende Anschaffungskosten von Lithium-Ionen-Speichersystemen (2010 – 2025)



Quelle: Statista

3.2 Digitale Transformation und neue Großabnehmer als Chance

Wie im ersten Kapitel dargestellt, wird der Strombedarf in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten voraussichtlich signifikant steigen. Ein entscheidender Treiber ist die digitale Transformation, die nicht nur Innovation und nachhaltiges Wachstum fördert, sondern auch neue Großverbraucher wie Rechenzentren und weitere Infrastrukturen für Künstliche Intelligenz (KI) schafft. Diese Entwicklung wird durch massive Investitionen und staatliche Förderprogramme unterstützt: In den nächsten zehn Jahren werden weltweit rund 7 Billionen US-Dollar in KI investiert[7], während in der EU bis 2030 rund 600 Milliarden Euro in den Ausbau der Strominfrastruktur fließen[8], und allein in Deutschland 500 Milliarden Euro staatliche Förderungen als Sondervermögen für Infrastrukturmaßnahmen bereitgestellt werden.[9]

Die neuen Abnehmertypen – insbesondere Rechenzentren und Wasserstoffelektrolyseure – werden zu stabilen, planbaren Großverbrauchern, die den Strommarkt langfristig prägen. Rechenzentren werden ihren Strombedarf voraussichtlich schon bis 2030 verdoppeln und sind hochattraktive PPA-Abnehmer, da sie kontinuierlich große Mengen Strom benötigen. Dies steht im Einklang mit den EU-Vorgaben, die für diese Abnehmergruppen eine verpflichtende Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien vorsehen:

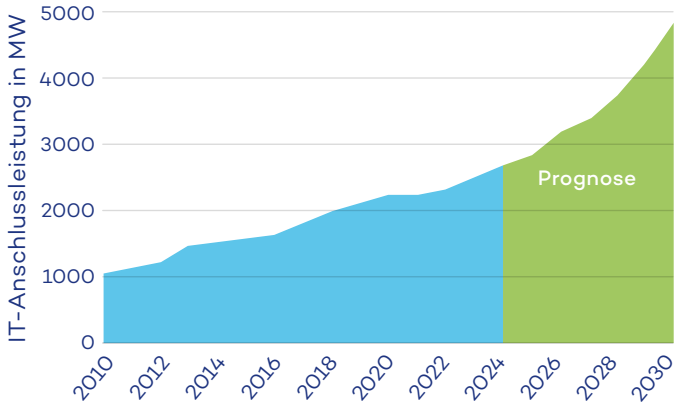
- **Für Wasserstoffelektrolyseure:** Dies ist von der EU Kommission unter RED II und RED III im Rahmen der „Renewable Fuels of Non Biological Origin" definiert – mit der Pflicht ab 2028, Strom ausschließlich aus neuen EE-Anlagen abzunehmen.[10]
- **Für Rechenzentren:** Pflicht durch die Bundesregierung gemäß Energieeffizienzgesetz, ab 2030 Strom ausschließlich aus neuen EE-Anlagen abzunehmen.[11]

Die Vielzahl an Projekten in der Entwicklung und die wachsende Nachfrage nach PPAs sollten mittelfristig für eine Entspannung der Marktsituation sorgen und eröffnen institutionellen Investoren attraktive, langfristige Erlösmöglichkeiten.

Die CEE Group sieht in diesen Megatrends und in der Digitalisierung nicht nur eine Antwort auf die Herausforderungen des volatilen Strommarkts, sondern auch ein enormes Wachstumspotenzial für das eigene Portfolio und die Investoren.



Grafik 9: Entwicklung der Kapazitäten der Rechenzentren und kleineren IT-Installationen in Deutschland und Prognose



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Stand und Entwicklung des Rechenzentrumsstandorts Deutschland. 2025

[7] Quelle: Brookfield Asset Management. Building the Backbone of AI

[8] Die Bundesregierung. Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität

[9] European Commission. Directorate General for Energy. In focus: EU investing in energy infrastructure

[10] European Commission: „Renewable fuels of non-biological origin in the European Union."

[11] Vgl. § 11 Energieeffizienzgesetz (EnEfG), 10.11.2025

© 2025 CEE Group

4. Pragmatische Lösungsansätze für unsere Portfolien

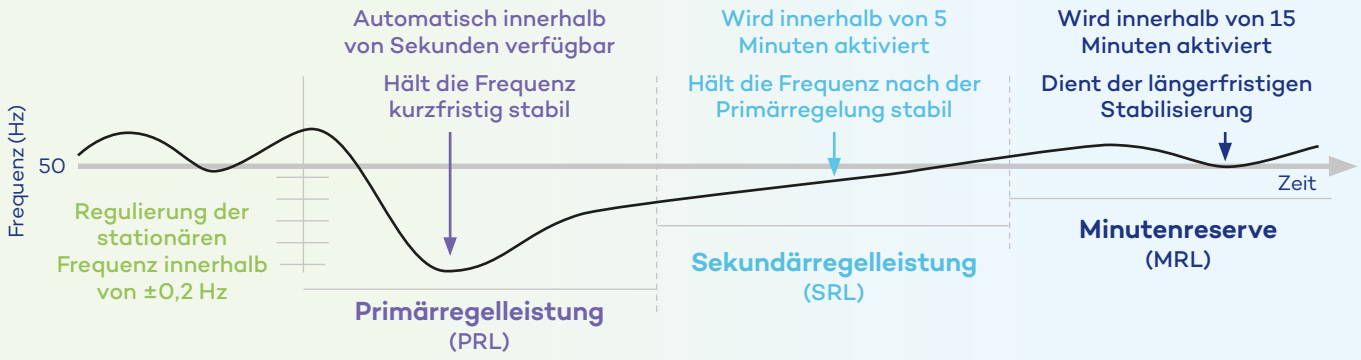
Um den Herausforderungen des aktuellen Strommarkts kurzfristig zu begegnen und die Wirtschaftlichkeit unserer Portfolien auch in Phasen erhöhter Preisvolatilität zu sichern, sind gezielte Maßnahmen erforderlich. Wir setzen bereits heute auf innovative Technologien und flexible Vermarktungsstrategien, um unser Portfolio kurzfristig und wirkungsvoll zu entlasten. Im Folgenden werden zentrale Ansätze vorgestellt, die einen zukunftsfähigen Umgang mit den aktuellen Marktbedingungen zu ermöglichen. Diese Lösungsansätze finden sich bei unseren Anlagen in unterschiedlichen Stadien wie Prüfung, Planung oder Umsetzung wieder.

4.1 Regelleistungsmärkte als neue Erlösquelle

Ein zentraler Lösungsansatz für die Herausforderungen des volatilen Strommarkts ist die aktive Teilnahme an den Regelleistungsmärkten. Diese Märkte sind essenziell für die Stabilisierung der Netzfrequenz, die jederzeit bei exakt 50 Hertz gehalten werden muss, um technische Schäden und großflächige Stromausfälle, sogenannte Blackouts, wie zuletzt in Spanien und Portugal im April 2025, zu verhindern. Netzbetreiber steuern permanent gegen Frequenzabweichungen und nutzen dafür verschiedene Regelleistungsmechanismen: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve (siehe Grafik 10).

Grafik 10: Darstellung der Regelleistungsmechanismen

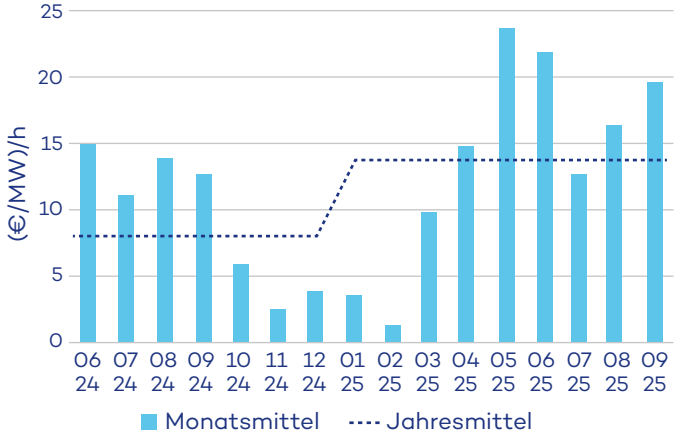
Es gibt in Deutschland drei Hauptarten:



Quelle: AFRY Annual Report Germany Q1 2025

Die zunehmende Volatilität im Netz durch den hohen Anteil der erneuerbaren Energien erhöht den Bedarf an Regelleistung deutlich. Erneuerbare-Energien-Anlagen können sich für die Bereitstellung von Regelleistung qualifizieren lassen – auch ohne zusätzlichen Speicher. Dies gelingt beispielsweise, indem Anlagen gezielt heruntergefahren werden, um Leistung aus dem Netz zu nehmen. Für die Bereitstellung dieser Flexibilität erhalten die Betreiber eine Vergütung, unabhängig davon, ob eine tatsächliche Aktivierung erfolgt. Nach erfolgreicher Qualifizierung lassen sich derzeit, basierend auf der CEE-Modellierung und Backtesting sowie unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten aktiver Direktvermarkter, in diesen Märkten zusätzliche Erlöse in Höhe von etwa 7 % bis 15 % erzielen.

Grafik 11: Monatliche mittlere negative mFRR Leistungspreise in Deutschland

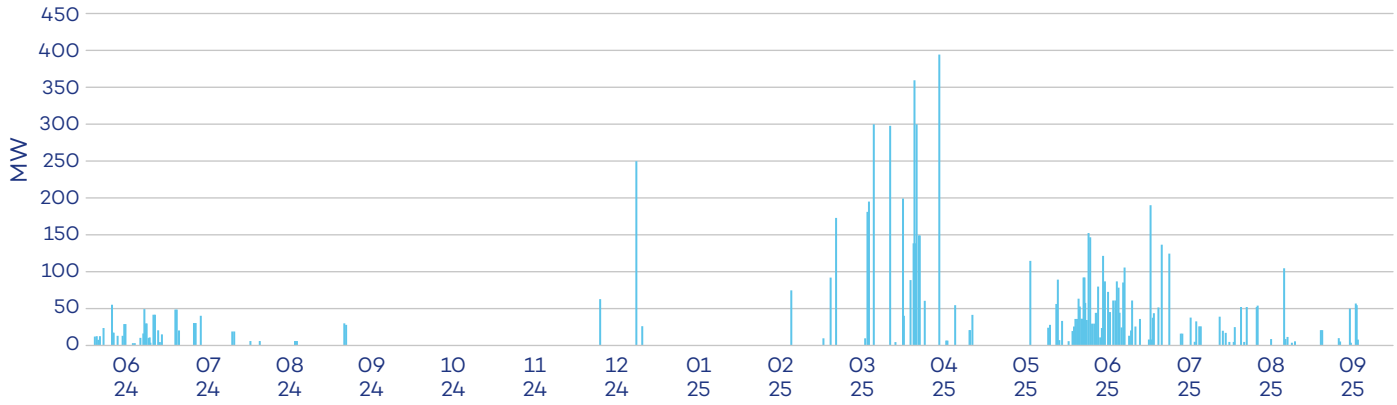


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Plattform regelleistung.net

© 2025 CEE Group

Insbesondere in Phasen mit häufig auftretenden negativen Strompreisen eröffnen sich dadurch Möglichkeiten, die daraus resultierenden negativen Effekte wirksam zu kompensieren. Die Regelleistungspreise sind gestiegen, hauptsächlich durch den höheren Anteil erneuerbarer Energien im Netz. Das führt zu größeren Abweichungen zwischen den mitgeteilten Produktionsprognosen der Direktvermarkter und der tatsächlichen Produktion. Daher ist der Netzbetreiber zunehmend auf Regelleistung angewiesen, um die Netzstabilität sicherzustellen. Dies hat im laufenden Jahr zu einem erhöhten Bedarf sowie zu steigenden Preisen für Regelleistung geführt. Anlagenbetreiber werden also nicht nur für die Bereitstellung, sondern auch immer häufiger für den Abruf von Regelleistung vergütet, wodurch sich ihre Erlösmöglichkeiten bei häufiger Aktivierung erhöhen. Die Aktivierung durch Netzbetreiber hat im Jahr 2025 im Vergleich zum Vorjahr massiv zugenommen (sieheGrafik 12).

Grafik 12: Wöchentliche Aktivierung durch Netzbetreiber (in MW) von Juni 2024 bis September 2025



Quelle: regelleistung.net: Datencenter – Ausschreibungsdaten mFRR (ENERGY)

Die CEE Group hat frühzeitig begonnen, das eigene Portfolio für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten zu präqualifizieren. Aktuell prüfen wir die Potenziale im deutschen Portfolio. Hier beginnen wir den Präqualifikationsprozess ab 2026 für die relevanten Anlagen. Ziel ist, im kommenden Jahr 10–20 % des deutschen Portfolios in den Regelleistungsmärkten teilnehmen zu lassen. Dazu gehören die technische Nachrüstung der Parks sowie die Anpassung der Direktvermarktungsverträge, um die Anforderungen der Regelleistung abzudecken. So schafft die CEE Group zusätzliche Erlösquellen und trägt aktiv zur Netzstabilität bei – ein wichtiger Schritt für die Zukunftsfähigkeit erneuerbarer Energieprojekte im deutschen Strommarkt.



© 2025 CEE Group

4.2 Erweiterung um BESS als Flexibilitätsoption

4.2.1 Grünstromspeicher: Optimierung der Direktvermarktung

Die Integration von Grünstromspeichern, bzw. co-located BESS, bietet Wind- und PV-Anlagen zusätzliche Erlösmöglichkeiten und erhöht ihre Flexibilität. Grünstromspeicher sind so konzipiert, dass sie ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen aufnehmen und ins Netz einspeisen können. Das Laden aus dem Netz ist nicht vorgesehen. Die Erlösmöglichkeit besteht darin, Strom aus den eigenen Erzeugungsanlagen gezielt in Zeiten niedriger oder negativer Marktpreise zu speichern, anstatt ihn zu ungünstigen Konditionen ins Netz einzuspeisen. Die gespeicherte Energie wird anschließend zu einem späteren Zeitpunkt verkauft, wenn die Marktpreise höher sind.

Die Teilnahme am Sekundärregelmarkt ist für Grünstromspeicher nur in begrenztem Umfang möglich, da die Speicher ausschließlich mit Strom aus der eigenen Erzeugung geladen werden können. Verschiedene Konfigurationsmöglichkeiten erlauben es, die Speicher optimal auf die jeweilige Ertrags- und Vermarktungsstrategie auszurichten. CEE prüft die Wirtschaftlichkeit von co-located BESS für einzelne Projekte.

4.2.2 Graustromspeicher: Maximale Flexibilität und Erlöspotenzial

Graustromspeicher, bzw. Stand-Alone-BESS, bieten sowohl Wind- als auch PV-Projekten maximale Flexibilität, da sie Strom aus dem Netz aufnehmen und wieder einspeisen können. Diese Speicher können unabhängig von einzelnen Erneuerbare-Energien-Anlagen betrieben werden und ermöglichen damit einen eigenständigen Geschäftsansatz. Sie verbessern nicht direkt die Liquidität eines bestimmten Assets, eröffnen aber vielfältige Erlösmöglichkeiten:

- **Arbitrage-Geschäfte in Intraday und Day-Aheadmärkten:** Laden und Entladen je nach Marktlage, um Preisschwankungen optimal zu nutzen. Vor allem in den Intraday und Day Ahead Märkten kann der Optimierer abhängig von den Strompreisen dauerhaft Strom aus der Batterie verkaufen (entladen) bzw. kaufen (aufladen) und durch die Teilnahme Margen erzielen.
- **Speicherung bei negativen Preisen:** Aufnahme von günstigem Netzstrom und spätere Einspeisung bei steigenden Preisen.
- **Umfassende Teilnahme an Regelleistungsmärkten:** Graustromspeicher können sämtliche Regelleistungen (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) anbieten und so zusätzliche Vergütungen erzielen.

Die Erweiterung des Portfolios um Batteriespeicher – unabhängig vom jeweiligen Erzeugungstyp – stärkt die Erlösbasis und erhöht die Widerstandsfähigkeit gegenüber zunehmender Marktvolatilität. Sollte CEE ein Batteriespeicherprojekt (BESS) identifizieren, das über eine gesicherte Netzzusage verfügt, attraktive Investitionskosten (Capex) aufweist und die technischen Anforderungen sowie die Wirtschaftlichkeitsparameter erfüllt, wird ein Erwerb des Projekts geprüft. Voraussetzung ist, dass das Projekt eine ausreichend hohe erwartete Rendite bietet und damit den Investitionskriterien von CEE entspricht. CEE bewertet derzeit proaktiv die Wirtschaftlichkeit potenzieller Batteriespeicherprojekte, die von Entwicklern angeboten werden.

4.2.3 Hybridisierung: Diversifikation reduziert Kannibalisierungseffekte

Ein gemischtes Portfolio aus Wind- und Solartechnologien bietet signifikante Vorteile gegenüber einer einseitigen Ausrichtung. Durch die Kombination beider Technologien lassen sich die Kannibalisierungseffekte – also der Wertverlust durch gleichzeitige hohe Einspeisung einer Technologie – deutlich reduzieren. Beispielsweise führen hohe Solarstrommengen im Sommer tagsüber oft zu negativen Preisen, während nachts keine Solarproduktion stattfindet und die Preise meist positiv sind. Windenergie kann diese Lücke füllen, da sie vor allem nachts und im Winter hohe Erträge erzielt, wenn PV-Anlagen wenig Strom liefern. Umgekehrt profitiert das Portfolio im Winter von den Tagespreisspitzen durch PV. So wird das Negativpreisrisiko besser gestreut und der PPA-Abnehmer erhält eine stabilere und attraktivere Stromlieferung.

4.2.4 PPA-Strukturen: Flexibles Risikomanagement für Negativpreise

Mit dem Wandel im Strommarkt passen sich auch die Strukturen von Power Purchase Agreements (PPAs) an. Während viele Abnehmer versuchen, das Negativpreisrisiko auf die Erzeugerseite zu verlagern, zeigen aktuelle Direktverhandlungen mit Versorgern und Industrieunternehmen, dass sich alternative Modelle zunehmend etablieren:

- **Risiko beim Abnehmer:** Bleibt das Portfolio für den Abnehmer attraktiv – etwa durch Hybridisierung oder die Integration von Batteriespeichern, die vom Abnehmer selbst betrieben werden – sind viele bereit, das Negativpreisrisiko selbst zu tragen.
- **Risikoteilung:** Es setzen sich auch Strukturen durch, bei denen das Risiko zwischen Käufer und Erzeuger aufgeteilt wird. Ein Beispiel ist das sogenannte Null-Settlement: Der Abnehmer zahlt dem Erzeuger den PPA-Preis bis zum Floor-Preis von 0 €/MWh, auch in Zeiten negativer Preise.

Durch die Kombination eines diversifizierten Portfolios und flexibler PPA-Strukturen lassen sich Risiken effektiv steuern und attraktive, nachhaltige Geschäftsmodelle für beide Seiten schaffen.

© 2025 CEE Group

5. Fazit

Die Herausforderungen durch negative Strompreise sind ein unmittelbares Resultat der fortschreitenden Energiewende und der damit verbundenen Volatilität im deutschen Strommarkt. Für institutionelle Investoren bedeutet dies, dass flexible und innovative Strategien zur Risikominderung und Wertsteigerung unerlässlich sind.

Die CEE Group begegnet diesen Marktveränderungen nicht nur mit theoretischen Konzepten, sondern setzt konkrete Maßnahmen bereits aktiv um. Dazu zählt die Teilnahme an Regelleistungsmärkten als zusätzliche Erlösquelle, die Integration von Batteriespeichern zur Flexibilisierung der Stromvermarktung sowie die gezielte Hybridisierung von Wind- und Solarprojekten zur Reduktion von Kannibalisierungseffekten. Darüber hinaus werden Power Purchase Agreements (PPAs) mit flexiblen und risikooptimierten Strukturen verhandelt, um die Auswirkungen negativer Preise gezielt zu steuern.

Wir sind davon überzeugt, dass die aktuelle Phase mit häufigeren negativen Strompreisen einen kurz- bis mittelfristigen Transformationsprozess darstellt. Prognosen zeigen, dass mit dem Ausbau von Batteriespeichern und dem Entstehen neuer Großverbraucher wie Rechenzentren und Wasserstoffelektrolyseuren, die Zahl der Stunden mit negativen Preisen in den kommenden Jahren deutlich zurückgehen wird.



© 2025 CEE Group

Wichtiger Hinweis

Dieses Dokument ist ausschließlich zu allgemeinen Informationszwecken erstellt worden. Es stellt keine Anlagevermittlung oder Anlageberatung, Rechts- oder Steuerberatung und auch kein Angebot, keine Empfehlung oder eine Aufforderung zur Abgabe eines Angebots betreffend den Kauf oder Verkauf von Anteilen an einem Fonds, Finanzinstrumenten oder Wertpapieren dar, auch nicht zur direkten oder indirekten Teilnahme an einer Anlagestrategie. Alleinige Grundlage für den Kauf von Anteilen eines Fonds sind ausschließlich die rechtlich verbindlichen Fondsunterlagen in ihrer jeweils gültigen Fassung. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen und Angaben wurden nach bestem Wissen und Gewissen zusammengestellt, erheben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit oder Richtigkeit. Die CEE Group übernimmt keine Zusicherung, Gewährleistung oder Haftung für die Richtigkeit, Zuverlässigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen. Die CEE Group behält sich das Recht vor, dieses Dokument zu aktualisieren oder zu ändern, um es an veränderte Bedingungen und Anforderungen anzupassen. Angaben in Bezug auf zukünftige Entwicklungen stellen kein Versprechen dar. (Wert)Entwicklungen der Vergangenheit und Prognosen über die zukünftige Entwicklung bieten keine Gewähr für die zukünftige tatsächliche Entwicklung. Sofern nicht anders angegeben, stammen alle in diesem Dokument gezeigten Grafiken, Illustrationen und Darstellungen aus internen und externen Quellen sowie Berechnungen der CEE Group und beziehen sich auf den Stand zum 14. November 2025. Unter der Bezeichnung CEE Group werden Gesellschaften für Alternative Kapitalanlagen und Infrastrukturinvestitionen sowie Vertriebs-, Verwaltungs- und Servicegesellschaften der CEE Group (meint die Brookfield CEE Holding GmbH und mit dieser verbundene Unternehmen im Sinne des §15 ff Aktiengesetz) zusammengefasst. Die jeweils verantwortlichen rechtlichen Einheiten, die (potenziellen) Kunden Produkte oder Dienstleistungen der CEE Group anbieten, werden in den entsprechenden Verträgen, Verkaufsunterlagen oder sonstigen Produktinformationen benannt.

Stand der Veröffentlichung des Dokumentes: 14. November 2025

CEE Group
Speersort 10
20095 Hamburg
T +49 40 688 788-0
F +49 40 688 788-70
info@cee-group.de

Folgen Sie uns auf LinkedIn

© 2025 CEE Group