

WHITEPAPER FÜR MARKTAKTEURE

KOMPAKTFASSUNG

15 Seiten

Gewerbe- und Industrie- speicher im Wandel

EINE NAVIGATION FÜR MARKTAKTEURE 2026

Regulatorik · Netzanschluss · Wirtschaftlichkeit · Umsetzung

by minimum energy

Vier Kapitel. Ein Kompass.

01 Regulatorischer Kompass 2026

EEG-Novelle, EnWG §14a, Speicherdefinition, Netzentgelte, Marktprämien

02 Netzanschluss: Engpässe & intelligente Systeme

Kapazitäten, VDE-Normen, Fernsteuerbarkeit, EMS

03 Wirtschaftlichkeit: Kosten, Erlöse, Marktmodelle

CAPEX/OPEX, Revenue Stacking, VPP, VLP, PPA

04 Komplexität & Umsetzung für EPCs

Digitale Planungstools, Partnerwahl, Betriebsphase, Erfolgsfaktoren

Dieses Whitepaper bietet einen praxisorientierten Kompass für C&I-Speicher in Deutschland im Jahr 2026. Es beleuchtet regulatorische Neuerungen (inkl. MiSpEL und AgNes), Netzanschlussfragen, Wirtschaftlichkeit und die praktische Umsetzung für EPCs.

27,17 GWh

GWh installiert (Apr. 2026)

15

Seiten Fachwissen

2

Neue BNetzA-Verfahren

5,2 %

1,42 GWh · C&I-Anteil

Erstellt von *minimum energy* - Software für die Energiemärkte der Zukunft.

Über die Autoren

Dieses Whitepaper wurde von *minimum energy* erstellt - einem Team aus Energiesystem-Forschern, das zehn Jahre lang am Forschungszentrum Jülich mathematische Optimierungsmodelle für Energiesysteme entwickelt hat. Die Plattform wurde bisher für über 2.000 Projekte und mehr als 25.000 Simulationsvarianten eingesetzt - in Gewerbe, Industrie und Wohnungswirtschaft. Über elf wissenschaftliche Publikationen in führenden Fachzeitschriften (Renewable Energy, Applied Energy, Solar Energy u.a.) untermauern das Konzept. Der Anspruch: Komplexität verstehen, präzise abbilden - und für die Praxis nutzbar machen.

C&I-Speicher; gewinnen rasant an Bedeutung

Gewerbliche und industrielle Batteriespeicher (C&I-Speicher) gewinnen rasant an Bedeutung, da Energiewende und Strommarktumbruch neue Anforderungen und Chancen schaffen. Bis Ende 2025 waren in Deutschland über 2,22 Millionen Stromspeicher installiert – davon zwar überwiegend Heimspeicher, aber auch immer mehr größere Anlagen.

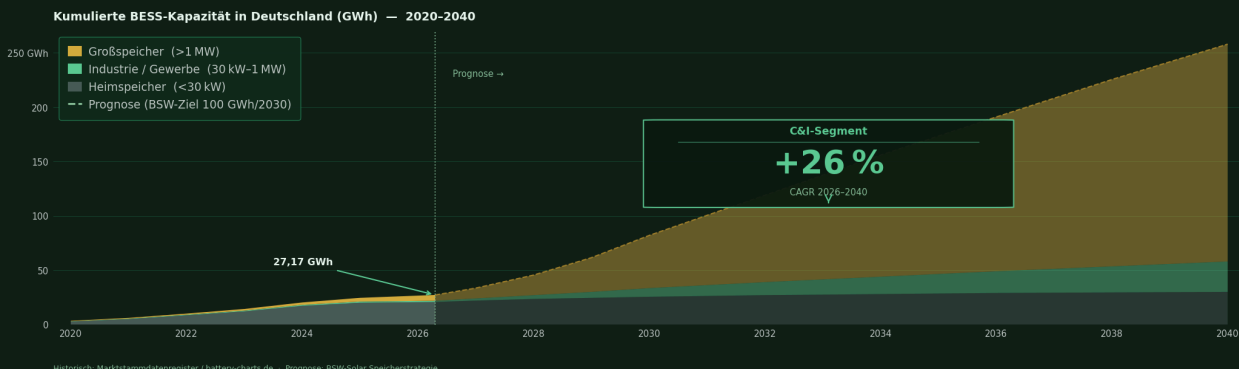
<h2 style="margin: 0;">27,17 GWh</h2> <p style="margin: 0;">GWh installiert (Apr. 2026)</p>	<h2 style="margin: 0;">667 MW</h2> <p style="margin: 0;">Neue Großbatterien 2025</p>	<h2 style="margin: 0;">460+</h2> <p style="margin: 0;">Projekte >1 MW geplant</p>
---	--	--

Der C&I-Speichermarkt wächst dabei mit **30-47 % jährlich** (ISEA/BSW) und erreichte 2025 ein Marktvolumen von **1,83 Mrd. EUR** (BVES). Insbesondere im Gewerbe und in der Industrie stehen Batterieprojekte an der Schnittstelle von **regulatorischen Vorgaben, Netzintegration, wirtschaftlichen Rahmenbedingungen** und **steigender technischer Komplexität**. Für Engineering-Procurement-Construction-Unternehmen (EPCs) und andere Marktakteure bedeutet dies: Die Spielregeln ändern sich, Projekte werden komplexer – und gleichzeitig bieten sich neue Geschäftsmöglichkeiten.

Dieses Whitepaper bietet einen praxisorientierten Kompass für C&I-Speicher in Deutschland im Jahr 2026. Es beleuchtet vier Kernbereiche:

- 1. Regulatorischer Kompass:** Welche neuen Gesetze, Verordnungen und Anforderungen prägen Batteriespeicherprojekte 2026?
- 2. Netzanschluss:** Wie entwickeln sich Netzanschlussprozesse und -hürden für C&I-Speicher, und was gilt als Stand der Technik?
- 3. Wirtschaftlichkeit:** Welche Kosten- und Erlösfaktoren beeinflussen 2026 die Rentabilität von Gewerbe- und Industriespeichern, und welche neuen Marktmodelle entstehen?
- 4. Komplexität & Umsetzung:** Wie können EPCs trotz wachsender Komplexität Projekte effizient umsetzen – welche Tools, Partner und Vorgehensweisen helfen?

Wir liefern zu jedem Bereich aktuelles Hintergrundwissen, praxisnahe Beispiele und konkrete Handlungsempfehlungen. Ziel ist es, EPCs und anderen Akteuren eine klare Navigation zu bieten, um Speicherprojekte erfolgreich durch die Transformationsphase bis 2026 und darüber hinaus zu steuern.



Regulatorischer Kompass 2026

Regulatorische Rahmenbedingungen für Batteriespeicher haben sich zuletzt stark gewandelt. Das Jahr 2025 brachte mit dem Solarpaket I ("Solarspitzenengesetz") und weiteren Gesetzesnovellen weitreichende Neuerungen.

2026 treten viele dieser Regeln in Kraft und definieren, was bei Planung und Betrieb von C&I-Speichern zu beachten ist. Im Folgenden werden die wichtigsten Regulierungen und Reformen zusammengefasst - von EEG-Änderungen über das EnWG bis hin zu Marktprämien und Steuerfragen.

1.1 EEG-Novelle 2025: Solarspitzenengesetz und Batteriespeicher

Das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** wurde Anfang 2025 durch das Solarspitzenengesetz angepasst, um das Stromsystem fit für den PV-Boom zu machen. Kernziel war es, Überangebote von Solarstrom mittags zu begrenzen und Anreize für Flexibilität - etwa durch Speicher - zu schaffen.

Wichtig für neue PV-Anlagen ist die Koppelung von Einspeisevergütung an den Börsenpreis: Sobald dieser in einem 15-Minuten-Intervall negativ ist, erhalten Anlagen >2 kW keine EEG-Vergütung für diesen Zeitraum. Das entfernt den Anreiz, bei negativen Preisen weiter einzuspeisen, und **motiviert Betreiber, Strom zu speichern oder vor Ort zu nutzen**.

Welche PV-Anlagen sind betroffen?

Alle Neuanlagen (>2 kW) ab Inkrafttreten (Februar 2025) unterliegen den neuen Regeln, während Bestandsanlagen einen Bestandsschutz genießen. Anlagen <2 kW sind ausgenommen und bekommen weiterhin Vergütung auch bei negativen Preisen.

Für Anlagen 2-100 kW **ohne Smart Meter** gibt es übergangsweise eine feste Einspeiselimitierung von 60 % der Anlagenleistung, bis ein Smart Meter installiert ist.

Anlagen **mit Smart Meter** können ausgefallene Vergütungen später durch **"Nachholeinspeisung"** gemäß §51a EEG aufholen - d. h. im Nachhinein in vergütungsfähigen Zeitfenstern einspeisen. Diese Mechanismen machen klar: PV-Betreiber werden 2026 darauf angewiesen sein, Lasten zu flexibilisieren oder Batteriespeicher einzusetzen, um Erträge zu sichern.

Neue EEG-Modelle für PV + Speicher: Besonders relevant sind zwei neue Modelle im EEG 2025, die Kombinationsprojekte aus PV und Batterie vereinfachen:

- **Pauschalmodell ("Flat-Rate")** für kleinere Anlagen bis 30 kW: Hier entfällt aufwändige Messung von Batteriestrom. Stattdessen werden pauschal **500 kWh Speichereinsatz pro kW PV-Leistung** angerechnet, die als förderfähiger Solarstrom gelten. Betreiber müssen also nicht jeden Kilowattstundenfluss messen - die Marktprämie wird pauschal gewährt. Dieses Modell beseitigt Messkosten und bürokratischen Aufwand für Kleinanlagen.
- **Abgrenzungsmodell ("Delimitation")** für größere Anlagen: Hier sind zwar **separate Zähler** für aus PV gespeisten Batteriestrom und ggf. aus dem Netz geladenen Strom nötig, aber im Gegenzug dürfen Betreiber beide Stromarten ins Netz einspeisen, **solange die**

MiSpeL: Speicherauslegung mit und ohne Arbitrage

Ein konkreter Use Case, berechnet mit spezialisierter Auslegungssoftware, zeigt die Auswirkungen von MiSpeL auf die optimale Speicherauslegung:

Ein **C&I-Standort mit bestehender 1,1 MWp PV-Anlage** deckt einen jährlichen Strombedarf von rund 4,7 GWh. Die laufenden Energiekosten liegen bei rund 690.000 EUR pro Jahr. Es werden drei Szenarien verglichen:

Szenario 1 - Speicher ohne Arbitrage: Die optimale Speichergröße liegt bei **1,5 MWh**. Durch Beschaffungsoptimierung, PV-Shift und Spotmarkt-Vermarktung entstehen Einsparungen von rund **82.000 EUR im ersten Jahr** bei einer Amortisation von **5,2 Jahren**. Der Speicher wirkt ausschließlich standortbezogen.

Szenario 2 - Speicher mit MiSpeL-konformer Arbitrage: Mit Einführung der Marktintegration verschiebt sich das Optimum auf **rund 6,0 MWh** – der Speicher ist also **viermal so groß**. Er bewegt zusätzlich **262 MWh pro Jahr** über marktbasierende Preiszyklen. Dadurch steigen die jährlichen Einsparungen auf **290.000 EUR**, der Kapitalwert (NPV) auf **866.000 EUR**, während die laufenden Energiekosten um rund **42 %** sinken.

Dieser Case zeigt eindrucksvoll: MiSpeL verändert den wirtschaftlichen Charakter von Batteriespeichern fundamental. Vom reinen Kostenoptimierer wird der Speicher zum regulatorisch sauberen Marktfaktor. Bereits heute ist der Speicher wirtschaftlich tragfähig – mit MiSpeL ab 2026 wird **Skalierung sinnvoll**, nicht durch Technik, sondern durch Marktlogik.

1.2 EnWG und Netzregelungen: §14a, Speicherdefinition und Redispatch 2.0

Auch im **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** gab es entscheidende Änderungen. Seit 1. Januar 2024 ist §14a EnWG in neuer Form in Kraft, der **steuerbare Verbrauchseinrichtungen (ab 4,2 kW Netzladeleistung)** betrifft. Darunter fallen große flexible Verbraucher wie **Wärmepumpen, E-Ladeinfrastruktur und Batteriespeicher**.

Neueinbauten dieser Art **müssen seit 2024 technisch vom Netzbetreiber zeitweise steuerbar (drosselbar) sein**, um Netzüberlastungen vorzubeugen. Im Klartext: Wer heute einen Batteriespeicher (mit Netzzugang) installiert – ob im Gewerbebetrieb oder zuhause – **ist verpflichtet, eine Steuerbox bzw. ein Smart-Meter-Gateway zu integrieren**, über die der Verteilnetzbetreiber (VNB) bei Engpässen den Strombezug des Speichers reduzieren kann. **Bestandsanlagen** bleiben (vorerst) verschont, doch für Neuanlagen gilt die Teilnahme am §14a-Steuerkonzept als verpflichtend.

Warum das Ganze? Der Gesetzgeber will sicherstellen, dass flexible Verbraucher netzdienlich agieren. **Im Gegenzug** winken Betreiber solcher steuerbarer Geräte Vorteile: reduzierte Netzentgelte oder günstigere Tarife, da sie zur Flexibilisierung des Netzes beitragen. So können z. B. Betriebe mit steuerbaren Batteriespeichern von **Netzentgeltvergünstigungen** profitieren, wenn sie dem VNB temporär erlauben, ihre Ladeleistung zu begrenzen.

AgNes: Flexibilitätsbasierte Netzentgelte -- sechs Szenarien im Vergleich

Ein Use Case, berechnet mit Auslegungssoftware, untersucht die wirtschaftlichen Auswirkungen des BNetzA-Pilotkonzepts für flexibilitätsbasierte Netzentgelte:

Eine exemplarische Papiermühle (3.200 kW Netzanschluss, ~22 GWh/a Verbrauch) wird als Ausgangsbasis genutzt. Sechs Szenarien im Vergleich:

Szenarien 1--3 (Netzentgelt-Flexibilität allein): Speicher optimieren ausschließlich gegen Netzentgeltsignale. Ergebnis: **NPV durchgehend negativ** (--228.000 bis --283.000 EUR). Die Netzentgeltrabatte allein decken die Investition nicht.

Szenario 4 - Modell A + Dynamischer Stromeinkauf: Speicher wird gleichzeitig für Netzentgeltoptimierung und Day-Ahead-Arbitrage eingesetzt. NPV: **+141.223 EUR**, Rendite: **+12,1 %**, Amortisation: **7,5 Jahre**. Der Stack macht den Unterschied.

Szenario 6 - Großspeicher + Netzanschlusserhöhung: NPV: **+817.195 EUR**, Rendite: **+17 %**, Amortisation: **5,5 Jahre**.

Zentrale Erkenntnis für die AgNes-Zukunft ab 2029: Flexibilitätsbasierte Netzentgelte allein finanzieren die BESS-Investition nicht. Erst die Kombination mit gestapelten Erlösquellen dreht den Business Case ins Positive.

Zusammengefasst: Der regulatorische Rahmen 2026 erkennt Batteriespeicher als Schlüsseltechnologie an - Gesetze wurden angepasst, um Speicher **rechtlich gleichzustellen und zu entlasten** (keine Doppelabgaben, weniger Bürokratie) und **zugleich ins Netzmanagement einzubinden** (steuerbare Lasten, Redispatch). EPCs müssen diese Änderungen proaktiv berücksichtigen: Bei jedem Projekt ist zu fragen, welche **gesetzlichen Pflichten** (z. B. §14a-Steuerbarkeit, Meldungen) gelten und welche **Vorteile** (z. B. Netzentgeltbefreiung, Marktprämie) genutzt werden können. Eine enge Absprache mit Behörden und Netzbetreibern schon in der Planungsphase ist wichtiger denn je, um Compliance sicherzustellen und alle ökonomischen Spielräume auszuschöpfen.

Von Engpässen und intelligenten Systemen

Die erfolgreiche Integration eines Batteriespeichers hängt maßgeblich vom **Netzanschluss** ab. Für C&I-Speicher bedeutet das nicht nur physikalisch den Anschluss ans Mittel- oder Niederspannungsnetz, sondern auch die Einbindung in Kommunikations- und Steuerungssysteme der Netzbetreiber. 2026 ist die Netzanschlusssituation geprägt von **steigender Nachfrage**, punktuellen **Netzengpässen** und neuen **technischen Anforderungen** seitens der Netzbetreiber. Dieser Abschnitt beleuchtet, was EPCs beim Netzanschluss von Gewerbe- und Industriespeichern erwartet.

2.1 Kapazitäten, Fristen und Kommunikation mit dem VNB

Die Zahl der Speicherprojekte – ob als eigenständige Großbatterien oder gekoppelt an PV/Wind – ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Laut Marktstammdatenregister wurden 2025 allein 83 größere Batteriespeicheranlagen neu in Betrieb genommen (zusammen ~667 MW Leistung) und weitere 460 Projekte >1 MW sind in Planung. Viele davon wollen ans gleiche Verteilnetz wie neue PV-Anlagen. **Netzbetreiber stoßen hier an Kapazitätsgrenzen:** In einigen Regionen (insbesondere mit bereits hoher Erneuerbaren-Dichte) sind freie Netzanschlusskapazitäten knapp. Es kommt vermehrt zu langen Wartezeiten oder Einspeisebegrenzungen, bis ein Netzausbau erfolgt.

EPCs sollten daher frühzeitig einen **Netzanschlussantrag** stellen und eine Netzverträglichkeitsprüfung anstoßen. Die Standard ist: Nach Einreichen aller Unterlagen prüft der VNB, ob und wie der Speicher (ggf. plus Erzeugungsanlage) angeschlossen werden kann. Dabei wird berechnet, ob Trafo-Station und Leitungen die Leistung aufnehmen können oder ob z. B. eine **Abregelung bei Vollast** vereinbart werden muss. Häufig bekommt man einen Anschlussvorbescheid mit Auflagen.

Praxistipp

Treten Sie früh in den Dialog mit dem Netzbetreiber. Viele VNB begrüßen es, wenn Speicher mit Netzdienstleistung geplant werden – d. h. wenn der Betreiber bereit ist, Ladezeiten zu verschieben oder Spitzen zu begrenzen. So konnte mancher Projekteigner schon erreichen, dass der VNB auf kostspielige Netzausbauten verzichtet, sofern der Speicher **steuerbar integriert** wird (was ohnehin per §14a EnWG vorgeschrieben ist). Die Kommunikation mit dem VNB sollte strukturiert laufen: Anmeldung über die dafür vorgesehenen Portale/Formulare, Nachweis der Anlagendaten (Leistung, Kennlinien) und Klärung, ob der Speicher als Erzeuger oder Verbraucher oder beides geführt wird. Je nach Region sind die Prozesse 2026 digitalisiert oder noch papierhaft – in jedem Fall muss ausreichend Puffer in der Projektplanung einkalkuliert werden (Netzanschluss kann mehrere Monate Bearbeitungszeit beanspruchen).

Engpassmanagement: Sollte das Netz am Wunschanschlusspunkt bereits ausgelastet sein, gibt es Lösungen wie **virtuelle Kraftwerke oder Lastmanagement**, um den Anschluss doch zu

realisieren. Beispielsweise können mehrere flexible Anlagen am Standort gebündelt werden, sodass nie alle zugleich Volllast fahren (Peak-Sharing). Einige VNB arbeiten an Flexibilitätsmärkten, wo Anschlussnehmer gegen Vergütung zustimmen, in Engpasszeiten abgeregelt zu werden. Für EPCs kann es sinnvoll sein, Kunden auf solche Flex-Optionen hinzuweisen – ein Speicherprojekt lässt sich so eventuell auch an schwierigen Knoten realisieren, wenn man Flexibilität als "Anschlusskapital" mitbringt.

Positiv zu vermerken: Die Bundesregierung hat in der Speicherstrategie erkannt, dass **Netzanschlussverfahren beschleunigt** werden müssen. Geplant sind Standardisierungen und klare Fristen für VNB-Antworten. Außerdem sollen Speicher durch regulatorische Klarstellungen (siehe Bau- und Steuerrecht) einfacher genehmigungsfähig werden. Erste Verbesserungen spüren Projektierer bereits: Einige Netzbetreiber veröffentlichen transparente **Kapazitätskarten** oder führen regelmäßige Stakeholder-Dialoge durch. Dennoch bleibt der Netzanschluss 2026 oft ein **Flaschenhals** – vor allem bei großen Projekten >fünf MW kann es zu Anschlussbedingungen kommen, die die Betriebsführung beeinflussen (z. B. Vorgabe, dass der Speicher in bestimmten Stunden nur laden oder entladen darf). EPCs müssen solche Vorgaben technisch im EMS umsetzen können (siehe Punkt 2.3).

E-Truck-Flotte -- Speicher vermeidet Netzausbau

Ein Logistikstandort (Netzanschluss: 368,4 kW) will seine Dieselflotte auf E-Trucks umstellen. Problem: Der Netzanschluss reicht nicht – ohne Speicher müsste er auf 414,9 kW erweitert werden. Die Lösung: Ein **229,6 kWh Batteriespeicher begrenzt die Netzanschlussleistung**, sodass der bestehende Anschluss ausreicht – kein Ausbau nötig, keine monatelangen VNB-Verhandlungen, bei nahezu identischen Gesamtkosten. Ein klassisches Beispiel dafür, wie Speicher als "Anschlusskapital" funktionieren und Netzengpässe entschärfen, statt teuren Infrastrukturausbau abzuwarten.

2.2 Technische Vorgaben: VDE-Normen, Fernsteuerbarkeit und Sicherheit

Technisch gelten Batteriespeicher als Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zugleich. Daher müssen sie je nach Größe die relevanten **VDE-Anwendungsregeln** erfüllen, z. B.:

- **Niederspannung (<135 kW):** VDE-AR-N 4105 (Erzeugungsanlagen NS) – wobei Speicher hier als Erzeuger bei Einspeisung zählen. Für Lastfälle gibt es ggf. separate Regelungen. In der Praxis sind die Anforderungen (<135 kW) überschaubar: Einphasige Systeme müssen Phasenleistung begrenzen, alle Anlagen >4,6 kVA brauchen NA-Schutz etc.
- **Mittelspannung (>135 kW bis ~100 MW):** VDE-AR-N 4110 – diese verlangt u.a. eine **Zentrale Schutz- und Steuereinheit (EZA-Regler)**, die Spannungshaltung, Leistungsfaktor und Fernwirktechnik bereitstellt. Für einen großen Gewerbespeicher heißt das: Es muss eine Schnittstelle zur Fernsteuerung durch den Netzbetreiber geben (oft via IEC 60870-5-104 Protokoll oder Fernwirktechnik, heute auch teils über das Smart-Meter-Gateway realisierbar). Außerdem muss der Speicher bestimmte **Netzdienstleistungen** erbringen können, wie statische/flexible Blindleistungsbereitstellung oder Begrenzung der Einspeiseleistung bei Überfrequenz (FRT-Fähigkeit etc., teils nur für Erzeuger relevant).

- Am Nachmittag prognostiziert das EMS für den Abend hohe Strompreise. Es reserviert 20 % Kapazität im Speicher für einen gewinnbringenden **Intraday-Verkauf**. Über die Anbindung an eine Vermarktungsplattform bietet die Firma über einen Aggregator eine Ausladung der 200 kWh am Abendpeak an.
- Gleichzeitig stellt das EMS sicher, dass genügend Reserve verbleibt, um unerwartete Lastspitzen im Betrieb abzufangen. Ein plötzliches Anfahren einer weiteren Maschine um 17 Uhr wird durch die Restkapazität abgedeckt.
- Übergeordnet kann der Speicher in ein Virtuelles Kraftwerk eingebunden sein: Externe Steuersignale (z. B. für Flexibilitätsvermarktung) werden vom EMS priorisiert und mit den lokalen Optimierungen koordiniert.

Ein derart **agiles Multitasking**-EMS ist Stand der Technik. Für EPCs bedeutet das, schon bei der Planung die richtigen Partner zu wählen: Entweder liefert der Speicherhersteller eine fähige Steuerung mit, oder man integriert Drittanbieter-Lösungen. In jedem Fall sollte die **Interoperabilität** beachtet werden (Standard-Schnittstellen, Datenformate), damit später bei einem Anbieterwechsel oder Upgrade keine Sackgasse entsteht.

2.4 Fazit Netzanschluss

Der Netzanschluss von Gewerbe- und Industriespeichern ist 2026 anspruchsvoll, aber beherrschbar, wenn man proaktiv vorgeht. **Herausforderungen** sind vor allem die **Kapazitätsengpässe** und administrativen Prozesse bei den VNB, sowie die **Vielzahl technischer Vorgaben**. **Chancen** liegen in der besseren Kommunikation mit Netzbetreibern und den neuen Regelungen, die Speicher als Lösung sehen statt als Problem. EPCs sollten:

- Bereits in der **Projektierungsphase** eng mit dem Netzbetreiber kooperieren und Flexibilität anbieten.
- Alle **technischen Anforderungen** (VDE-Normen, Steuerbarkeit, Schutz) sorgfältig umsetzen – hier lieber mit Zertifizierern/Expert:innen zusammenarbeiten, um Zeit zu sparen.
- Auf ein **leistungsfähiges EMS** setzen, das die Netzaufgaben erfüllt und zugleich den wirtschaftlichen Nutzen maximiert.
- Schließlich für den Kunden einen **reibungslosen Netzanschluss** organisieren: von der Anmeldung bis zur Inbetriebnahme inkl. Messkonzept und Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber.

Mit diesen Schritten wird der Batteriespeicher nahtlos Teil des Energiesystems und kann sein Potenzial voll ausspielen.

Kosten, Erlöse und neue Marktmodelle

<h2 style="margin: 0;">200-400 1-2 %</h2> <p style="font-size: small; margin: 0;">€/kWh · CAPEX</p> <p style="font-size: small; margin: 0;">Wartung p.a.</p>	<h2 style="margin: 0;">4-8 J.</h2> <p style="font-size: small; margin: 0;">Amortisation</p>	<h2 style="margin: 0;">573 h</h2> <p style="font-size: small; margin: 0;">Neg. Preise 2025</p>
--	---	--

Batteriespeicher in Gewerbe und Industrie müssen sich rechnen – das ist oft die erste Frage der Kunden. 2026 hängt die **Wirtschaftlichkeit** von C&I-Speichern von mehreren Faktoren ab: den **Investitions- und Betriebskosten** einerseits und den **Erlös- bzw. Einsparpotenzialen** andererseits. Hinzu kommen neue Marktmodelle, die zusätzliche Einnahmequellen erschließen können. In diesem Kapitel betrachten wir die Kostenentwicklung, typische und neue Revenue-Streams sowie Rahmenbedingungen wie Förderungen oder steuerliche Vorteile, die die Rentabilität beeinflussen. Außerdem werden Trends skizziert, die über 2026 hinaus wichtig werden.

3.1 Preisentwicklungen: CAPEX und OPEX im Jahr 2026

Die Kosten für Batteriespeicher sind in der letzten Dekade tendenziell gefallen, erfuhren aber 2022/23 durch Rohstoffpreise einen Zwischenanstieg. Seit 2024 stabilisieren sich die Preise wieder: Die globale Zellproduktion (v.a. in China, aber zunehmend auch in Europa) wächst, und neue Chemien wie LFP (Lithium-Eisenphosphat) oder sogar erste **Natrium-Ionen-Batterien** drücken die Preise. 2026 liegen die Investitionskosten (CAPEX) für schlüsselfertige C&I-Speicher je nach Größe und Anwendung grob zwischen **200 und 400 €/kWh** nutzbarer Kapazität (je nach Größe, Technologie und Hersteller). Für ein typisches 200-kWh-Gewerbesystem sind ca. 300 €/kWh realistisch; große Containersysteme (2–10 MW) erreichen bereits 250–350 €/kWh. Global fielen die Batteriepackpreise laut Bloomberg NEF 2025 auf rund 70 \$/kWh – der niedrigste jemals gemessene Wert. Interne Plattformdaten (minimum energy) aus über 2.000 C&I-Projekten zeigen eine **ausgelegte Speichergröße von rund 3,6 MWh (interne Daten, Stand Q1 2026)** – ein Indikator dafür, dass der Markt zunehmend auf größere, wirtschaftlich skalierbare Systeme setzt. Große Containerlösungen (>1 MWh) sind pro kWh deutlich günstiger als Kleinspeicher von 100 kWh. Der Levelized Cost of Storage (LCOS) für LFP-Systeme beträgt 2026 nur noch **4-8 ct/kWh** – deutlich unter dem Nutzen pro gespeicherter Kilowattstunde. Auch **Second-Life-Batterien** (aus E-Fahrzeugen) kommen vermehrt als günstige Option auf den Markt, was Preise senkt.

Neben den Anschaffungskosten sind die **Betriebskosten (OPEX)** relevant: Hier punkten Batteriespeicher, denn sie haben vergleichsweise geringe Wartungskosten (hauptsächlich für das Batterie-, Kühl- und Sicherheitssystem).

Hersteller geben oft Wartungsverträge von ~1--2% der Investitionssumme pro Jahr an. Größter "Kostenblock" im Betrieb sind eher die **Energiekosten für Verluste** (ein Batteriesystem hat 5--10% Umwandlungsverluste). Doch diese kann man minimieren, indem man vorzugsweise mit günstigem Strom (PV-Überschuss oder Niedertarifzeiten) lädt. Die Lebensdauer der Batterien ist

Nachrüstung BESS Multi-Use -- Rendite bis 56 %

Ein Gewerbe- oder Industriestandort mit einer bestehenden 1.150 kWp PV-Anlage und einem Strombedarf von rund 6.318 MWh/a möchte prüfen, welcher BESS-Ansatz die höchste Wirtschaftlichkeit liefert. Laufende Kosten ohne Speicher: 1.210.283 EUR/a. Drei Szenarien wurden verglichen:

S1 - Peak Shaving + Eigenverbrauch (BESS 161 kWh): Einstiegslösung. Investition: 57.983 EUR. Rendite: **37,2 %**, Amortisation: **2,7 Jahre**.

S2 - Plus dynamischer Tarif (BESS 1.436 kWh): Zusätzlich Day-Ahead-Arbitrage. Investition: 503.908 EUR. Rendite: **56 %**, Amortisation: **1,8 Jahre** – das wirtschaftliche Optimum.

S3 - 100 % Multi-Use (BESS 3.912 kWh): Maximale Speichergröße inkl. Stromverkauf (316 MWh/a). Investition: 1.370.613 EUR. Rendite: 31,5 %, Amortisation: 3,2 Jahre.

Erkenntnis: Nicht die größte Batterie erzielt die höchste Rendite. S2 mit dynamischem Tarif erreicht 56 % Rendite bei nur 1,8 Jahren Amortisation – bei einem Bruchteil der Investition von S3.

Plattformdaten belegen den Effekt quantitativ: **Smarte Mehrfachnutzung (Multi-Use) kann die Gesamterlöse eines C&I-Speichers im Schnitt um +15 % steigern** gegenüber einer Einzelanwendung. Wer nur Peak Shaving betreibt, lässt erhebliches Potenzial liegen.

Zusammenfassend entsteht das **Geschäftsmodell** eines C&I-Speichers oft aus einer Kombination der genannten Punkte. Ein Beispiel: "Durch PV-Eigenverbrauch sparen wir pro Jahr 50.000 € an Strombezug, durch Peak Shaving weitere 30.000 € an Netzentgelten. Zusätzlich verdienen wir 20.000 € über Arbitrage mit dynamischem Tarif – in Summe ~100.000 € Nutzen pro Jahr bei 500 kWh Speicher." Solche Abschätzungen helfen dem Kunden, den Speicher ökonomisch einzuordnen. Natürlich muss dann noch die Investition gegen gerechnet werden – aber dank der Mehrfachnutzen ergibt sich oft ein **positiver Business Case mit Amortisationszeiten von vier -- acht Jahren** für gut geplante Projekte.

EPCs sollten in der Angebotsphase transparente **Szenarienrechnungen** liefern: Best Case (alle Vermarktungen genutzt), Base Case (nur Hauptanwendung) und Worst Case (geringere Preisvolatilität etc.), um die Robustheit der Wirtschaftlichkeit zu zeigen.

3.3 Neue Marktmodelle: Virtuelle Kraftwerke, VLPs und PPA

Der Energiemarkt befindet sich im Wandel – und damit eröffnen sich für Batteriespeicher **neue Vermarktungsmodelle**. Drei Schlagworte sind hier von Bedeutung: Virtuelle Kraftwerke (VPP), Virtuelle Lieferanten/Lead Parties (VLP) und PPA/ direkte Stromabnahmeverträge.

war das 0 %-Modell attraktiv – allerdings ohne Speicher. Vielleicht erweitert der Gesetzgeber diese Regel noch auf Speichersysteme, was dann Investitionen von KMUs erleichtern würde. Aktuell muss ein Gewerbebetrieb aber normal die Umsatzsteuer zahlen und bekommt sie über den Vorsteuerabzug zurück.

Business-Case-Index: Um EPCs die Einschätzung zu erleichtern, hat z. B. BET & Energy2market 2025 einen frei zugänglichen Co-Location-Erlösindex vorgestellt, der zeigt, welchen Mehrwert PV + Speicher gegenüber reiner PV generieren kann (auf Tagesbasis). Solche Werkzeuge geben einen Hinweis, wie groß das Erlösdelta dank Speicher in Markt X an Tag Y war – eine Hilfestellung, um Kunden die Größendimension zu veranschaulichen.

Praxisbeispiel

Ein weiteres Geschäftsmodell, das EPCs kennen sollten, ist das Contracting/Leasing von Speichern – hier ein konkretes Praxisbeispiel:

Speicher im Leasing bei vorhandenem On-Site PPA -- Win-Win-Modell

Ein Industriekunde bezieht Strom über einen lokalen PPA mit einer zwei MWp PV-Anlage zum Arbeitspreis von 14 ct/kWh. Trotz günstigen Solarstroms: jährliche Energiekosten 1,1 Mio. EUR. Ziel: wirtschaftlich optimaler Batteriespeicher im Contracting-Modell.

Ergebnis: Optimale Auslegung: **6,4 MWh Speicher**, Multi-Use-Gesamtnutzen: **543.000 EUR pro Jahr**.

Mieter-Perspektive: Contracting-Fee 262.000 EUR/Jahr, aber Nettoersparnis durch Multi-Use: **+269.000 EUR/Jahr**. Der Mieter spart trotz Leasingrate signifikant.

Investor-Perspektive: Amortisation: **sieben Jahre**, Rendite (IRR): **12,8 %**. Planbar und attraktiv.

Erkenntnis: Die Kombination aus lokalem PPA, Speichernachrüstung und Multi-Use-Optimierung zeigt, wie C&I-Standorte heute wirtschaftlich dekarbonisiert werden können – ohne dass der Kunde selbst investieren muss. Für EPCs ein starkes Vertriebsargument: Contracting senkt die Einstiegshürde und schafft langfristige Kundenbeziehungen.

3.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung und Handlungsimpulse

Bei all den Zahlen und Modellen gilt: **Jeder Anwendungsfall ist individuell**. Ein strukturierter Ansatz zur Wirtschaftlichkeitsbewertung sollte folgende Schritte umfassen:

1. Last- und Erzeugungsprofilanalyse: Für den betreffenden Standort die Lastkurven (15-min) und PV-/Wind-Erzeugung über ein Jahr betrachten. Wo sind Überschüsse? Wo sind Peaks? Wo sind Unschärfen in Prognosen? Daraus leiten sich Speicherbedarf und potenzielle Zyklen ab.

Erfolgreiche Projektabwicklung für EPCs

Mit wachsenden regulatorischen Anforderungen, anspruchsvoller Netzintegration und vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten steigt die **Komplexität** von Speicherprojekten spürbar. Für EPCs bedeutet dies, dass die klassische Rolle des "Anlagenbauers" sich hin zum **Lösungsanbieter** wandelt. Man muss technische, rechtliche und wirtschaftliche Aspekte gleichermaßen im Blick haben – oder sich die richtigen Partner dafür suchen.

In diesem Kapitel geht es um die praktische Umsetzung: Welche Tools und Methoden helfen bei Planung und Betrieb? Wie wählt man geeignete Partner aus? Und wie behält man trotz aller Komplexität Effizienz und Wirtschaftlichkeit im Projektprozess? Abschließend geben wir konkrete Handlungsempfehlungen, wie EPCs ihre Projekte 2026 **sicher und profitabel ins Ziel bringen** können.

4.1 Projektplanung 2.0: Digitale Tools und integrierte Planung

Früher reichte es, PV-Module und Wechselrichter zu dimensionieren – heute muss ein EPC für ein PV+Speicher-Projekt ein halbes Dutzend zusätzliche Faktoren einplanen (Speichergröße, Fahrstrategien, Netzaufgaben, IT-Integration usw.). Zum Glück gibt es auch **neue Planungswerkzeuge**.

Beispielsweise ermöglichen Moderne **Auslegungssoftware und Energiemanagement-Suiten** – in denen branchenweit bereits über **2.000 Projekte mit mehr als 25.000 individuellen Simulationsvarianten** berechnet wurden – ermöglichen es, aus wenigen Eingabedaten (Standort, Lastprofil, PV-Größe, Tarife) **automatisch die optimale Speicherkapazität** und den zu erwartenden Nutzen zu berechnen. Diese Tools berücksichtigen oft aktuelle Rahmenbedingungen, z. B. Netzentgeltsätze, Steuersätze und EEG-Vergütungen, sodass nichts Wichtiges vergessen wird. EPCs sollten solche digitalen Helfer einsetzen, um schnell und überzeugend Angebote zu kalkulieren. Außerdem erlauben Simulationstools, verschiedene Szenarien durchzuspielen ("Was, wenn der Strompreis im Sommer täglich vier Stunden negativ ist?"). So können Sie Kunden zeigen, dass Ihr Konzept robust ist.

In der Planungsphase hilft außerdem ein **interdisziplinärer Ansatz**: Holen Sie bei Bedarf Experten ins Boot – etwa einen Elektrotechnikingenieur für Schutzkonzept & Zertifizierung, einen Juristen oder Berater für Genehmigungsfragen (z. B. BImSchG bei sehr großen Speichern oder bei baurechtlichen Fragen), oder einen Steuerberater für spezielle steuerliche Konstellationen (z. B. wenn ein Kunde Eigenstrom weiterverkaufen will, Stichwort §3 Nr. 1b StromStG etc.). Diese Beratung mag Aufwand bedeuten, verhindert aber teure Fehler. Ein Whitepaper kann nicht alle Details abdecken, aber als EPC sollte man zumindest wissen, **welche Fragen man stellen muss** und wo man Antworten bekommt (Behörden, Verbände, Foren, Fachplaner).

Wichtig ist auch die **räumliche Planung**: In Industriehallen ist Platz knapp, Brandschutzaufgaben müssen früh eingeplant werden (Abtrennungen, Sprinkler?). Tools für 3D-Aufstellungsplanung oder einfach eine gründliche Abstimmung mit dem Kunden (Wo kann der Container hin? Ist der Boden tragfähig? Gibt es Klimaeinflüsse?) gehören ins Umsetzungskonzept.

Zum Schluss noch ein **Blick nach vorn**: Die nächsten Jahre dürften noch spannendere Geschäftsmodelle bringen – etwa **Vehicle-to-Grid (V2G)**, wo E-Autos als Teil des Speichersystems fungieren, oder **Quartierspeicher**, die mehrere Unternehmen gemeinsam nutzen. Die Politik diskutiert zudem Kapazitätsmechanismen, die vielleicht auch Speichern feste Vergütungen für Bereitstellung zahlen würden (andere Länder wie Italien gehen hier voran). All das zeigt: Flexibilität und Speicherkapazität werden zu knappen Gütern, die vergütet werden. Gewerbe- und Industriespeicher sind damit auf dem Weg von der Nischenlösung zum **zentralen Baustein der Energieinfrastruktur**. Von 4,8 Millionen installierten PV-Anlagen haben nur rund 2,2 Millionen einen Speicher – das ergibt **2,6 Millionen potenzielle Nachrüstungskunden**. EPCs, die sich jetzt gut aufstellen, Prozesse optimieren und Know-how aufbauen, werden in diesem wachsenden Markt eine Schlüsselrolle spielen.

Fazit: Ein Batteriespeicherprojekt 2026 zu planen und umzusetzen mag komplex wirken – doch mit dem richtigen Kompass (regulatorisch auf dem Laufenden sein), den richtigen Werkzeugen (digital planen, intelligent steuern) und dem richtigen Mindset (kooperativ und kundenorientiert agieren) lassen sich erfolgreiche Projekte realisieren. Dieses Whitepaper hat die Navigationspunkte skizziert. Nun liegt es an Ihnen, die Segel zu setzen und die Chancen im Wandel der Gewerbe- und Industriespeicher zu ergreifen. Wir wünschen viel Erfolg und stehen für Fragen und Vertiefungen gerne zur Verfügung!

Germany sets energy storage capacity record in 2025 despite fewer new systems - Energy Storage

§14a EnWG – Steuerung von Stromlasten 2025 erklärt

Solarspitzen-gesetz: How it affects solar and negative pricing --- RatedPower

BMWK legt Stromspeicherstrategie zur Konsultation vor – pv magazine Deutschland

Co-located Batteriespeicher: Die Lösung für ein wachsendes Problem im PV-Markt - Energiekoppler

Stromsteuer-Novelle 2025/2026

epico.org

Batteriespeicher zu bauen wird 2026 einfacher: Die Änderungen: Zeitung für kommunale Wirtschaft

News - Energiekoppler

Batteriespeicher für Unternehmen: Strategischer Leitfaden für \...

BSW-Solar: Zunahme von stationären Batteriespeichern - stadt+werk

15 GW

Speicher bis 2030

4-8 J.

Typische Amortisation

18 %+

IRR bei Multi-Use

Quellen & Nachweise

[1] S. 2, 3

2,22 Mio. Speicher / 667 MW Großbatt. 2025 / 460+ Projekte
pv magazine · Marktstammdatenregister BNetzA
pv-magazine.de, 06.01.2026

[2] S. 2

27,17 GWh installierte Kapazität (April 2026)
battery-charts.de – BESS-Kapazitätsmonitor
battery-charts.de, Apr. 2026

[3] S. 3

C&I-Speichermarkt DE: 1,6 Mrd. EUR 2024, +23 %
BVES Branchenanalyse 2025 (3EC Consulting)
bves.de, März 2025

[4] S. 3

Speicherbranche DE gesamt: 12,5 Mrd. EUR (2024)
BVES Branchenanalyse 2025
bves.de, März 2025

[5] S. 3

25+ GWh Gesamtkapazität Ende 2025; Ziel 100 GWh/2030
BSW-Solar / Solarserver
solarserver.de, Jan. 2026

[6] S. 4

Solarspitzenengesetz: Vergütungsausfall ab 2 kWp
BMWK / Bundesgesetzblatt, 25.02.2025
bmwk.de, Feb. 2025

[7] S. 5–6

MiSpeL: BNetzA-Festlegung Marktintegration Speicher
BNetzA Konsultation Sep. 2025
bundesnetzagentur.de, Sep. 2025

[8] S. 7

§118 Abs. 6 EnWG: Netzentgeltbefreiung Arbitragestrom
BGBl. / BNetzA – EnWG-Novelle Nov. 2025
gesetze-im-internet.de, Nov. 2025

[9] S. 7–8

§14a EnWG: Steuerbare Verbrauchseinrichtungen ab 4,2 kW
BNetzA FAQ §14a EnWG
bundesnetzagentur.de, Dez. 2025

[10] S. 9–10

AgNes-Verfahren eröffnet Mai 2025; Orientierungspapier Ja...
BNetzA Pressemitteilung
bundesnetzagentur.de, Jan. 2026

[11] S. 9

Netzentgeltbefreiung bis 2029 (§118 EnWG, verl. 2023)
BMWK / EnWG §118
gesetze-im-internet.de, 2023

[12] S. 12

83 neue Speicher >1 MW in 2025 (667 MW)
BNetzA Marktstammdatenregister
marktstammdatenregister.de, Jan. 2026

[13] S. 17

BNEF Battery Price Survey 2025: \$70/kWh stationär
BloombergNEF Annual Battery Price Survey 2025
about.bnef.com, Dez. 2025

[14] S. 19

573–575 Stunden negative Preise 2025 (EPEX Spot)
FfE München / EPEX Spot Analyse 2025
ffe.de, Feb. 2026

[15] S. 19

Rekordnegativpreis –25 ct/kWh am 11.05.2025
ZfK / Statkraft; EPEX Spot
zfk.de, 2025–26

[16] S. 29

15 GW Speicher bis 2030 (aktuell ~7 GWh Zubau/Jahr)
BSW-Solar Pressemitteilung
solarserver.de, Jan. 2026

[17] S. 29

2,6 Mio. Nachrüstungspotenzial (PV ohne Speicher)
Marktstammdatenregister BNetzA / BSW-Solar
marktstammdatenregister.de