

Investition in Grossbatteriespeichersysteme

Zwischen Systemnutzen und Renditedruck

Autor 1 Domenic Keller, Partner
 EVU Partners, Aarau, domenic.keller@evupartners.ch
Autor 2 Jacqueline Wirz, Beraterin
 EVU Partners, Aarau, jacqueline.wirz@evupartners.ch
Datum: 07. Juni 2026

Lead

Grossbatteriespeichersysteme (Battery Energy Storage Systems, BESS) prägen derzeit die Diskussion im Energiesektor. Sie gelten als wichtige Flexibilitätsressource und werden mit erheblichen Ertragspotenzialen verbunden. Gleichzeitig bleibt ihre Wirtschaftlichkeit anspruchsvoll: Obwohl ihr volkswirtschaftlicher Nutzen für den Umbau des Energiesystems weitgehend unbestritten ist, warten potenzielle klassische Betreiber aus Industrie, Logistik, Mobilität und Energieversorger (EVU) mit Investitionen zu. BESS stehen im Spannungsfeld zwischen Systemnutzen und Einzelwirtschaftlichkeit. Für viele Betreiber liegt die zentrale Herausforderung weniger in der Technologie selbst, sondern in der strategischen Einordnung, der optimalen Integration und der Bewertung künftiger Vermarktungsrisiken.

1. Entwicklung in den letzten Jahren

Die europäischen Stromsysteme stehen in den kommenden Jahren vor einem strukturellen Umbau. Die EU strebt bis 2030 eine installierte Photovoltaikleistung von rund 750 GW an; bereits Ende 2025 dürfte die installierte Leistung bei über 400 GW liegen.¹ Gleichzeitig wird bei der Windenergie weiter ausgebaut von heute rund 300 GW installierte Windkapazität in Europa auf über 500 GW im Jahr 2030.² Die EU strebt bis 2030 eine installierte Photovoltaikleistung von rund 750 GW an; bereits Ende 2025 dürfte die installierte Leistung bei über 400 GW liegen. Dieser Ausbau verändert die Systemlogik grundlegend: Die Stromproduktion wird zunehmend wetterabhängig und konzentriert sich zeitlich stärker, insbesondere in Form ausgeprägter Mittagsspitzen. Zugleich steigt die Nachfrage infolge der Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und Industrie bis 2030 um rund 300 TWh beziehungsweise etwa 12%.³ Das Stromsystem wird damit weniger durch reine Energieknappheit geprägt, sondern zunehmend durch zeitliche und räumliche Ungleichgewichte. Häufigere Überschussphasen am Mittag und grössere Unterdeckungen am Abend sind

¹ [Solar Power Europe Press Release vom 11. Dezember 2025.](#)

² [Wind Europe Organisation, 2023 \(Prognosen 2024–2030\).](#)

³ [IEA Report 26.02.2026 \(für 2026–2030\).](#)

die Folge. Batteriespeicher leisten hier einen wichtigen Beitrag, indem sie kurzfristige Ungleichgewichte ausgleichen und Prognoseabweichungen reduzieren.

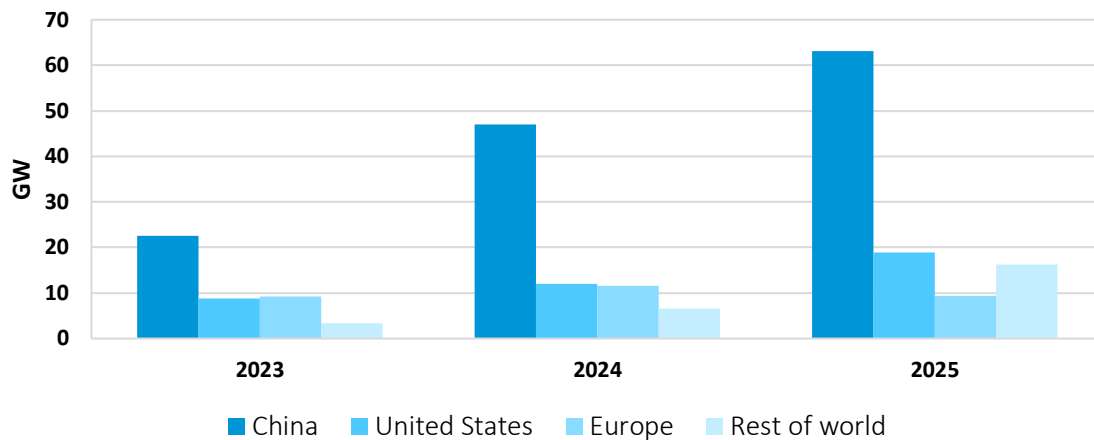


Abbildung 1: Battery Storage capacity additions by region, 2023–2025⁴

Internationale Analysen von IEA und EU unterstreichen, dass Flexibilität zur zentralen Ressource künftiger Stromsysteme wird. Seit 2023 hat sich die weltweit installierte Batteriespeicherkapazität mit rund 267 GW nahezu verdreifacht. Die IEA erwartet, dass Batteriespeicher bis 2030 weltweit eine Leistung von rund 400 GW bereitstellen können.

Getrieben wird diese Entwicklung insbesondere durch technologische Fortschritte bei Lithium-Ionen-Batterien sowie durch deutlich gesunkene Zellkosten. Im Markt setzen sich zunehmend Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP) durch, da sie ohne Kobalt auskommen und für zyklische Anwendungen eine höhere Lebensdauer aufweisen als Nickel-Mangan-Kobalt-Batterien (NMC). Besonders relevant ist die starke Kostendegression: Batteriespeicher sind in den letzten 15 Jahren um rund 90% günstiger geworden; aktuelle Kosten für Li-Ion-Batteriezellen liegen bei rund USD 100/MWh.⁵ Experten erwarten bis 2030 einen weiteren Preistrückgang von 30–40%. Damit verbessern sich die wirtschaftlichen Voraussetzungen für Batteriespeicher deutlich. In Europa haben sich Li-Ion-Batterien bis rund 1 GWh insbesondere für Anwendungen mit kurzen Zyklen etabliert.⁶

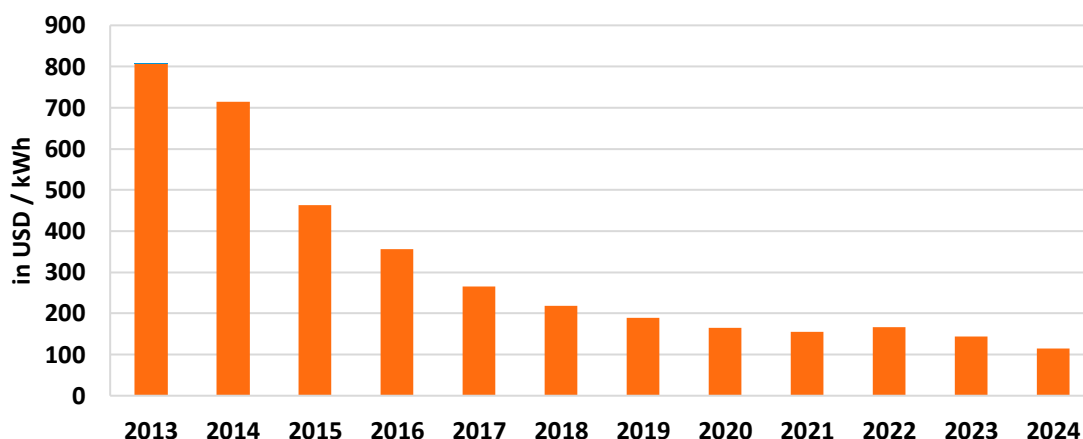


Abbildung 2: Volume-weighted average lithium-ion battery price, 2013–2024

⁴ Technology: Battery storage – Global Energy Review 2026 – Analysis – IEA.

⁵ Bloomberg NEF, 9.12.2025.

⁶ PV Magazine.

Der Umbau des Energiesystems stellt Verteilnetzbetreiber vor grundlegend neue Anforderungen. Im Zentrum steht nicht mehr allein die Deckung einer steigenden Stromnachfrage, sondern die Fähigkeit, wetterabhängige und zunehmend zeitlich konzentrierte Einspeisung mit dem Verbrauch in Einklang zu bringen. Batteriespeicher werden dabei häufig als zentrale Antwort auf die Herausforderungen der Energiewende verstanden. Diese Einordnung ist richtig, greift aber zu kurz: Batteriespeicher ersetzen weder gesicherte Erzeugung noch saisonale Speicher. Ihre Stärke liegt im kurzfristigen Ausgleich – typischerweise über Zeiträume von Minuten bis wenigen Stunden – und damit im Intraday-Bereich. Gerade darin liegt ihr systemischer Wert: Sie können Flexibilität sehr schnell bereitstellen oder aufnehmen, Netz- und Systemstabilität unterstützen und Prognoseabweichungen abfedern. Aufgrund ihrer sekundschnellen Reaktionsfähigkeit eignen sie sich besonders für die Frequenzregelung und können – je nach technischer Auslegung und Netzsituation – auch Beiträge zur Spannungshaltung leisten.

2. Investitionen in BESS und Wertdimensionen eines Batteriespeichers

Grossbatteriespeichersysteme, sog. «BESS» (Battery Energy Storage Systems) sind keine einfachen Batteriepacks, sondern integrierte Energieanlagen. Neben den Batteriezellen umfassen sie Leistungselektronik, Steuerungs- und Regelungssysteme, Kühlung, Sicherheitskonzepte sowie die Einbindung in Netz- und Marktprozesse. Erst das Zusammenspiel dieser Komponenten macht aus dem Speicher ein steuerbares Flexibilitätsasset. Die Investition umfasst entsprechend nicht nur die technische Anlage, sondern auch Planung, Engineering, Installation, Inbetriebnahme und Netzanschluss.

Für die wirtschaftliche Beurteilung ist zwischen Batteriespeichern beim Endkunden («Behind-the-Meter», BTM) und zentralen Grossspeichern im Netz («Front-of-the-Meter», FTM) zu unterscheiden. BTM-Anlagen dienen primär der Eigenverbrauchsoptimierung und sind aufgrund ihrer Grösse und Betriebslogik nur begrenzt netz- oder systemdienlich. Deren Aggregation zu virtuellen Speichern birgt ebenfalls erhebliches Potential, bedingt jedoch entsprechende Anbindungs- und Steuerlogiken. FTM-Anlagen hingegen können einfacher zentral bewirtschaftet, skaliert und gezielt für Netzstabilität, Systemdienstleistungen und Marktaktivitäten eingesetzt werden. Die folgenden Ausführungen fokussieren daher auf BESS im Verteilnetz. Zu deren Definition sowie der aktuellen Herausforderungen bezüglich Netzanschluss solcher Anlagen verweisen wir auf den kürzlich erschienenen Beitrag von Flatt & Widmer vom Juni 2026.⁷

Der Wert eines BESS entsteht aus drei komplementären Einsatzdimensionen: Dem netzdienlichen Einsatz im eigenen Verteilnetz, dem systemdienlichen Einsatz für Regelernergie und Stabilität sowie dem marktdienlichen Einsatz zur Nutzung von Preisunterschieden. Die nachfolgende Übersicht zeigt typische Anwendungsfelder:

Einsatz	Beispiele
Netzdienlicher Einsatz	Optimierung des lokalen Netzbetriebs: • Reduktion von Einspeise- und Lastspitzen (Peak Shaving) • Temporäre Entlastung bei lokalen Netzengpässen • Aufschub oder gezielte Optimierung von Netzausbaumassnahmen • Bereitstellung lokaler Flexibilität; Schwarzstartfähigkeit nur bei entsprechender technischer Auslegung
Systemdienlicher Einsatz	Teilnahme an Regelernergie- und Systemdienstleistungsmärkten: • Primärregelleistung zur Frequenzhaltung • Sekundär- und Tertiärregelleistung zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten
Marktdienlicher Einsatz	Bewirtschaftung von Preisunterschieden an Strommärkten: • Day-Ahead-Arbitrage durch zeitliche Verschiebung von Lade- und Entladevorgängen • Intraday-Handel zur Nutzung kurzfristiger Preisvolatilitäten

⁷ EVU Partners (2026), Anschluss von Grossbatteriespeichern.

Ein rein netzdienlicher Betrieb schöpft das wirtschaftliche Potenzial eines BESS in der Regel nicht aus. Netzengpässe, Regelenenergiebedarf und Marktchancen treten nicht gleichzeitig und nicht mit gleicher Häufigkeit auf. Entscheidend ist deshalb ein integriertes Betriebsmodell, das die verfügbare Flexibilität laufend zwischen den Einsatzdimensionen allokiert. Dafür braucht es präzise Prognosen, leistungsfähige Optimierungssoftware, klare Betriebsregeln und direkten Marktzugang. Wirtschaftlich attraktiv wird ein Batteriespeicher erst, wenn mehrere Erlös- und Nutzenquellen kombiniert werden. Dieses «Revenue Stacking» macht den Speicher vom technischen Einzelprojekt zu einem aktiv bewirtschafteten Portfolio-Asset.

Ein zentraler Treiber der Wirtschaftlichkeit bleibt das künftige Markt- und Regulierungsdesign. Vergütungsmechanismen müssen ausreichende Anreize für Investitionen und Betrieb setzen, ohne volkswirtschaftlich ineffiziente Fehlanreize zu schaffen. Zu tiefe oder falsch strukturierte Vergütungen können dazu führen, dass Flexibilität nicht dort eingesetzt wird, wo sie systemisch am dringendsten benötigt wird. Die Gesamtvergütungen für die Leistungsvorhaltung und den Abruf müssen dementsprechend langfristig kostendeckend ausgestaltet sein, um den wirtschaftlichen Betrieb eines BESS zu gewährleisten. In der Schweiz sind die Rahmenbedingungen für BESS grundsätzlich (immer noch) günstig, wenn auch zunehmend herausfordernder. Wie eine Analyse der ElCom zeigt, konnte bspw. im Bereich der sekundären Regelenenergie in der Regelzone Schweiz zwar 2025 eine gewisse Stabilisierung der Kosten gegenüber dem Ausnahmejahr 2024 verzeichnet werden.⁸ In diesem Zusammenhang ist auch die Umstellung auf das Einpreismodell für Regelenenergie zu erwähnen,⁹ indem der Abruf negativer und positiver Energie zum selben Preis (Spread) vergütet wird und folglich einen weiteren Einfluss auf die Ertragsflüsse der Batteriespeicher haben dürfte.

Allerdings dürften das Niveau von Ungleichgewichten und Kosten auch weiterhin anspruchsvoll bleiben. Haupttreiber sind Prognoseunsicherheiten – insbesondere bei Photovoltaik – sowie begrenzte Flexibilität und teilweise unzureichende Marktanreize. Auffällig ist zudem, dass wenige Extremereignisse einen überproportional grossen Anteil der Regelenenergiekosten verursachen.¹⁰ Für rückgespeiste Energie fallen keine Netznutzungsentgelte an und der Zugang zu Regelenenergie- und Spotmärkten ist grundsätzlich gegeben. Gleichzeitig zeigen steigende Ungleichgewichte und höhere Preisvolatilität, dass Flexibilität künftig an Bedeutung gewinnen dürfte. Wir stellten fest, dass auch bei potenziell weniger attraktiven Sekundärregelenenergiemärkten im Spotmarkt Schweiz ein deutlicher Anstieg der Preisvolatilität (Day-Night Spreads) von durchschnittlich CHF 50/MWh im Jahr 2024 auf CHF 67/MWh im Jahr 2025¹¹ zu verzeichnen war. Aktuelle Entwicklungen im Jahr 2026 dürften die Day/Night-Spreads aufgrund der ausserordentlichen Wettersituation (Trockenheit; Kühlbedarf) noch deutlich übertreffen. Für BESS-Betreiber besteht daher die Herausforderung, den Speicher zwischen systemdienlichem und marktorientiertem Einsatz optimiert zu steuern. Genau hier entscheidet sich, ob ein BESS langfristig einen belastbaren wirtschaftlichen Beitrag leisten kann. Eine zentrale Rolle spielt dabei der Vermarktungsdienstleister, der über entsprechende Algorithmen eine optimale Vermarktung dieses Assets vornimmt.

⁸ ElCom: Bericht Regelleistung und Regelenenergie 2025 (April 2025).

⁹ Swissgrid vom 28. März 2025.

¹⁰ ElCom: Besondere Ereignisse in der Regelzone Schweiz im Jahr 2025 (Mai 2025).

¹¹ EPEX (2024 und 2025) Spotpreise in EUR/MWh bis am 31.12.2025 (Analyse EVUP).

3. Sind Investitionen in BESS auch künftig wirtschaftlich?

Ob ein BESS für einen Betreiber wirtschaftlich ist, lässt sich am belastbarsten über eine strukturierte Modellierung beurteilen. Diese sollte auf plausiblen Annahmen zu Technologie, Kosten, Energiemärkten und Finanzierung basieren und anhand verschiedener Szenarien sensitiviert werden. Die zentralen Werttreiber lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Annahmen	Beschreibung
Technische Annahmen	• Leistung und Kapazität: Dimensionierung auf Netzanschluss, lokalen Netzbedarf sowie system- und marktdienliche Einsatzmöglichkeiten. • Nutzbare Fenster: Anteil der Kapazität, der pro Zyklus genutzt wird; aus Lebensdauergründen wird ein Speicher nicht dauerhaft von 0–100% betrieben. • C-Rate: Verhältnis von Lade-/Entladeleistung zur Kapazität; beeinflusst Einsatzflexibilität, Effizienz und Alterung. • Round-trip Efficiency: Gesamtwirkungsgrad über Laden und Entladen; wirkt direkt auf vermarktete Energiemengen. • Degradation und Lebensdauer: Abnahme der nutzbaren Kapazität über Zeit und Nutzung. • Zyklenzahl: Anzahl Lade- und Entladevorgänge pro Tag bzw. Jahr; bestimmt Auslastung, Umsatzpotenzial und Verschleiss.
Energiemärkte	• Preisentwicklungen: Zeitreihen und Szenarien für Day-Ahead- und Intraday-Preise sowie Volatilitäten. • Regelenergie: Annahmen zu Leistungs- und Energiepreisen für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung.
Kosten	• Investitionen und Nutzungsdauer (CAPEX): Batterie, Leistungselektronik, Netzanschluss, Netzintegration, Bau und Engineering. • Vermarktung: Kosten für Optimierung und Vermarktung des Speichereinsatzes durch spezialisierte Dienstleister. • Betrieb und Unterhalt (OPEX): Wartung, Versicherung, IT, Software, Handel, Hilfsenergie, Pacht und Gebühren.
Finanzierung und Makroannahmen	• Zinsentwicklung: Einfluss auf Diskontierung, Finanzierungskosten und Kapitalbindung. • Teuerung: Wirkung auf Investitions-, Betriebs- und Ersatzkosten über die Projektlaufzeit.

Auf Basis unserer Projekterfahrungen mit zahlreichen EVU und weiteren Marktakteuren zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit von BESS nicht allein aus einer einzelnen Erlösquelle – etwa der Regelenergie – abgeleitet werden kann. Tragfähige Business Cases entstehen vielmehr durch die koordinierte Kombination mehrerer Einsatzbereiche. Entscheidend ist ein flexibles Betriebsmodell, das die verfügbare Kapazität laufend zwischen Arbitrage, Regelenergie, Peak Shaving und weiteren netz- oder marktdienlichen Anwendungen optimiert. Multi-Use-Strategien erhöhen damit nicht nur die Auslastung des Speichers, sondern verbessern auch die Robustheit der Wertschöpfung. Ein mögliches Betriebsprofil kann beispielsweise 10–20% der verfügbaren Kapazität für Day-Ahead-Arbitrage, 60–70% für Sekundärregelenergie und 10–15% für Peak Shaving vorsehen. Solche Annahmen sind jedoch nicht statisch zu verstehen: In einem agilen und zunehmend liquiden Marktumfeld verändern sich Einsatzbereiche, Preisrelationen und regulatorische Rahmenbedingungen laufend. Entsprechend sind künftige Erlöspotenziale mit Unsicherheiten behaftet und müssen regelmässig anhand aktueller Marktdaten, technischer Restriktionen und regulatorischer Entwicklungen überprüft werden.

Wie in Kapitel 2 ausgeführt, sind die spezifischen Kosten für BESS in den letzten Jahren deutlich gesunken. Dennoch handelt es sich weiterhin um kapitalintensive Investitionen. Für eine belastbare Wirtschaftlichkeitsbeurteilung sind deshalb nicht nur Batterie und Leistungselektronik, sondern das gesamte System zu berücksichtigen – einschliesslich Planung, Engineering, Bau, Sicherheitstechnik, Steuerungssystemen, Netzanschluss, Netzintegration sowie laufendem Betrieb und Unterhalt. Massgeblich ist somit eine Vollkostenbetrachtung über die gesamte Nutzungsdauer.

Die Rentabilität eines BESS aus Sicht eines Betreibers lässt sich über Kennzahlen wie den internen Zinsfuss (IRR), den Nettobarwert (NPV) und die Amortisationsdauer beurteilen. Diese Kennzahlen sind jedoch nur

aussagekräftig, wenn sie auf konsistenten technischen, marktlichen und regulatorischen Annahmen beruhen. Wesentliche Einflussfaktoren sind insbesondere:

- **Marktvolatilität und Regelenenergiepreise:** Je stärker die Preisunterschiede an Day-Ahead- und Intraday-Märkten sowie je höher die Vergütungen für Leistungsbereitstellung und Energieabruf in den Regelenenergiemärkten ausfallen, desto grösser ist das potenzielle Erlösprofil eines BESS.
- **Anteil erneuerbarer Energien:** Ein steigender Anteil wetterabhängiger Erzeugung erhöht grundsätzlich den Bedarf an kurzfristiger Flexibilität zur Bewirtschaftung von Überschüssen, Prognoseabweichungen und Knappheitssituationen. Verbesserte Prognosen können den Regelenenergiebedarf zwar dämpfen; gleichzeitig bleiben Extremereignisse und kurzfristige Ungleichgewichte für den Speichereinsatz relevant.
- **Angebot an Flexibilität:** Mit zunehmendem Ausbau von Batteriespeichern, steuerbaren Lasten und weiteren Flexibilitätsoptionen steigt der Wettbewerb in den relevanten Märkten. Dies kann Margen reduzieren, auch wenn der systemische Flexibilitätsbedarf insgesamt weiter zunimmt.
- **Investitionskosten und Dimensionierung:** Speichergrosse, spezifische Investitionskosten je MW und MWh, Netzanschlusskosten sowie das Verhältnis zwischen Leistung, Kapazität und Anschlussleistung sind zentrale Grössen für die Gesamtwirtschaftlichkeit.
- **Lebensdauer und Zyklenfestigkeit:** Die wirtschaftliche Optimierung muss die zulässige Zyklenzahl, den Betriebsbereich, die Degradation und die Herstellergarantien berücksichtigen. Entscheidend ist ein Einsatzprofil, das Erlöse maximiert, ohne die technische Alterung unverhältnismässig zu beschleunigen.
- **Regulierungs- und Marktdesign:** Marktzugang, Präqualifikationsanforderungen, Netzentgelt- und Abgabenregelungen sowie allfällige Förderinstrumente beeinflussen die Wirtschaftlichkeit erheblich. Die konkrete Wirkung hängt vom jeweiligen Einsatzmodell und vom geltenden regulatorischen Rahmen ab.
- **Standort und Netzsituation:** Die Eignung eines Standorts hängt von Netzanschlussleistung, lokalen Engpässen, Einspeise- und Lastprofilen, Flächenverfügbarkeit sowie der Nähe zu relevanten Erzeugungs- oder Verbrauchsschwerpunkten ab.

Für jeden BESS-Betreiber ist daher individuell zu prüfen, welches Einsatzmodell unter Berücksichtigung der lokalen Netzsituation, der Marktzugänge, der regulatorischen Rahmenbedingungen und der eigenen Risikofähigkeit langfristig tragfähig ist.

4. Fazit und Empfehlungen

BESS werden für Marktakteure – klassische wie neue Energieversorger – zu einer wichtigen Flexibilitätsoption. Wirtschaftlich tragfähig sind sie jedoch nur mit einem klaren Einsatzmodell, das lokale Netzsituation, Dimensionierung, Marktzugang sowie die Kombination netz-, system- und marktdienlicher Anwendungen berücksichtigt. Investitionsentscheide sollten auf einer Vollkostenbetrachtung sowie belastbaren Markt-, Regulierungs- und Technologieszenarien basieren. Da sich Einsatzbereiche, Preise und regulatorische Rahmenbedingungen laufend verändern, sind BESS als aktiv zu bewirtschaftendes Flexibilitätsasset zu verstehen.