

Techno-ökonomische Analyse von Batteriespeichersystemen für EFH

Bestimmung und Optimierung der Batteriespeichergröße unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmepumpe

Executive Summary

Die vorliegende techno-ökonomische Studie untersucht die optimale Dimensionierung von Batterie-speichern für Photovoltaikanlagen in deutschen Einfamilienhäusern unter Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen (BEV) und Wärmepumpen (WP). Grundlage sind stündliche Energiesystems Simulationen (8.760 h), aktuelle Marktpreise 2026 sowie ein Vergleich mit wissenschaftlicher Literatur (u. a. HTW, Fraunhofer, Agora). Die Analyse bewertet verschiedene Kombinationen von PV-Leistungen, Speichergrößen und Verbrauchsprofilen hinsichtlich Autarkie, Eigenverbrauch und Wirtschaftlichkeit.

Die Studie zeigt, dass für Einfamilienhäuser mit Wärmepumpe und BEV wirtschaftlich sinnvolle Speicher-größen heute überwiegend im Bereich von etwa 1,0–1,5 kWh je kWp PV-Leistung liegen. Diese Ergebnisse sind konsistent mit der in der Literatur etablierten Faustregel „etwa 1 kWh Speicher pro 1 kWp PV“ und präzisieren sie für Systeme mit hoher elektrischer Last. Die exakte Herleitung der optimalen Speichergrößen erfolgt in Kapitel 4.5 (Batteriespeicher-Modell), 6.2 (Optimale Speichergrößen) und 9 (LFP-Bewertung).

Unter den aktuellen Preisniveaus 2026 (Speicherpreise typischerweise 400–500 €/kWh auf Endkundenniveau, Strompreise von rund 0,25 €/kWh für Neukunden und 0,31–0,40 €/kWh für Bestands-kunden) ergeben sich für wirtschaftlich dimensionierte PV-Speichersysteme dynamische Amortisations-zeiten von etwa 8–12 Jahren, abhängig von Stromtarif, Lastprofil und Anlagengröße. Konkrete Beispiel-rechnungen und Bandbreiten werden in Kapitel 5.2 (Wirtschaftlichkeitsmodell), 8 (Wirtschaftlichkeits-analyse) und 9.8 (Amortisationszeiten) dargestellt.

Für typische deutsche Einfamilienhäuser mit Wärmepumpe und BEV werden bei sinnvoll dimensionierten Systemen (ca. 10–15 kWp PV und 10–15 kWh Speicher) realistische Autarkiequoten im Bereich von rund 50–60 % erreicht, während Eigenverbrauchsquoten typischerweise zwischen etwa 55 und 70 % liegen. Höhere Autarkiewerte bis etwa 70 % sind in Einzelfällen möglich, erfordern aber sehr gut gedämmte Gebäude, hohe PV-Leistungen sowie konsequentes Lastmanagement; die zugrunde liegenden Zusammenhänge und Grenzen werden in Kapitel 7 (Autarkie und Eigenverbrauch) ausführlich erläutert.

Ost-West-Dachanlagen erzielen gegenüber Südausrichtung zwar einen etwas geringeren spezifischen Jahresertrag (um etwa 10–11 %), ermöglichen durch die gleichmäßigere Erzeugungsverteilung über den Tag jedoch häufig kleinere Speicher bei gleichem Nutzen und begünstigen höhere Eigenverbrauchsquoten. Die Unterschiede zwischen Süd- und Ost-West-Konfigurationen und deren Einfluss auf optimale Speicher-größen werden in Kapitel 3 (PV-Systemvarianten), 6.1 (PV-Erträge) und 7 (Autarkie und Eigenverbrauch) dargestellt. Insgesamt bestätigt die Studie die zentrale Bedeutung einer systematischen Dimensionierung von PV-Anlage und Speicher auf Basis normierter Kennzahlen (p, s) und aktueller Preisniveaus. Sie bietet damit belastbare, wissenschaftlich fundierte Entscheidungsgrundlagen für Planung, Beratung und Politik; detaillierte Top-10-Erkenntnisse sind in Kapitel 7, praxisorientierte Empfehlungen in Kapitel 8 zusammen-gefasst.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | Einleitung und Zielsetzung | 3 |
| 2. | Methodik..... | 3 |
| 2.1. | Standort und Klimadaten..... | 3 |
| 3. | PV-Systemvarianten | 4 |
| 4. | Lastmodelle..... | 4 |
| 4.1. | Haushaltsstrom | 4 |
| 4.2. | Elektrofahrzeug (BEV)..... | 4 |
| 4.3. | Wärmepumpe..... | 5 |
| 4.4. | Klimaanlage..... | 5 |
| 5. | Batteriespeicher-Modell | 5 |
| 6. | Garantierte Zyklenzahlen - Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit..... | 6 |
| 7. | Zyklenzahl, Stromdurchsatzmenge und Restkapazität nach 10 Jahren | 6 |
| 8. | Wirtschaftlichkeitsmodell (2026) | 10 |
| 9. | Monte-Carlo-Simulation | 11 |
| 10. | Sensitivitätsanalyse..... | 12 |
| 11. | Ergebnisse | 12 |
| 11.1. | PV-Erträge nach Konfiguration | 12 |
| 11.2. | Optimale Speichergrößen..... | 13 |
| 12. | Normierte Kennzahlen nach HTW Berlin | 13 |
| 13. | Vergleichstabelle - Autarkie- / Eigenverbrauchswerte..... | 14 |
| 14. | Zusammenhang zwischen Autarkie und Eigenverbrauch | 16 |
| 15. | Häufige Fehler bei der Interpretation | 16 |
| 16. | Empfehlungen für die Praxis..... | 17 |
| 17. | Wirtschaftlichkeitsanalyse..... | 18 |
| 18. | Bewertung von LFP-Heimspeichern:..... | 18 |
| 19. | Ausgangspunkt und Szenarien | 18 |
| 20. | LFP-Kostenpfade EU vs. global..... | 19 |
| 21. | Einfluss auf optimale Speichergrößen (5–20 kWp)..... | 19 |
| 22. | Unterschiede nach Anlagengröße Wirtschaftlichkeit, Autarkie, Eigenverbrauch..... | 22 |
| 23. | Optimum der Batteriespeichergröße für 10 kWp-PV-Anlage..... | 23 |
| 24. | Entscheidungshilfen für unterschiedliche PV-Größen..... | 23 |
| 25. | Sensitivitäten und Unsicherheiten..... | 24 |
| 26. | Amortisationszeiten bei aktuellen Strompreisen | 25 |
| 27. | Vergleich mit wissenschaftlicher Literatur (inkl. Preisentwicklung) | 25 |
| 28. | „Top 10 Erkenntnisse“ | 26 |
| 29. | Praxisempfehlungen..... | 26 |
| 30. | Erwartete Kennzahlen für typische EFH-Konfigurationen | 27 |
| 31. | Kostenoptimierung Speicher-Installation, Speicherauswahl..... | 27 |
| 32. | Fazit..... | 27 |
| 33. | Zusammenfassung..... | 28 |
| 34. | Literaturverzeichnis..... | 29 |
| 35. | Anhang 1: Garantierte Zykluszahl (Herstellerangaben) | 31 |

1. Einleitung und Zielsetzung

Die Energiewende in Deutschland stützt sich zunehmend auf dezentrale Photovoltaikanlagen in Kombination mit Batteriespeichern, Elektromobilität und Wärmepumpen. Während PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern mittlerweile weit verbreitet sind, bleibt die Frage nach der optimalen Speichergröße komplex und hängt von zahlreichen technischen, wirtschaftlichen und nutzer-spezifischen Faktoren ab.

Ziel dieser Studie ist es, auf Basis verschiedener Einflussgrößen, stündlichen Energiesystemsimulation, PVGIS-basierte Erzeugungsdaten, Lastprofile aus Fraunhofer- und Standardlastprofilstudien, sowie Monte-Carlo-Simulationen (≥ 1.000 Iterationen) zur Robustheitsanalyse, der Auswertung von Herstellergarantieangaben, den Gestehungskosten der Energiespeicherung und aktuellen Marktpreisen die wirtschaftlich optimale Batteriespeichergröße in verschiedenen Konfigurationen zu bestimmen und praxisnahe Entscheidungsregeln für Hausbesitzer abzuleiten.

Eine erste Analyse bestimmt die wirtschaftlich optimale Batteriespeichergröße u.a. in Abhängigkeit von:

- PV-Leistung (5–20 kWp)
- Dachausrichtung (Süd vs. Ost-West)
- Haushaltsstromverbrauch (3 500–4 500 kWh/a)
- Elektrofahrzeug-Nutzung (10 000–30 000 km/a)
- Wärmepumpen-Integration (3 000–6 000 kWh/a)
- Klimaanlage-Bedarf (200 kWh/a)

Später werden weitere Einflusskriterien, wie z.B. die zukünftige weitere Kostendegression von Batterien an das globale Preisniveau, Neukunden vs. Bestandskundenstromtarife, LCOS, Zyklenzahlen, Durchsatzmengen, Restkapazitäten nach 10 Jahren, etc. betrachtet und bewertet.

2. Methodik

2.1. Standort und Klimadaten

Modellstandort: Südwestdeutschland (Rhein-Neckar-Region, ca. 49° nördliche Breite).

Die Region weist hohe Globalstrahlung im deutschen Vergleich auf und liegt in einem Bereich, für den validierte PVGIS-SARAH3-Datensätze verfügbar sind.

Datengrundlage:

- PVGIS Typical Meteorological Year (TMY) für stündliche Globalstrahlung und Temperatur.
- Kristalline Silizium-PV-Module, feste Aufständerung
- Performance Ratio: 85% (Systemverluste)
- Temperaturkoeffizient: $-0,45\%/K$

Zeitauflösung: stündliche Simulation über 8 760 Stunden pro Jahr

3. PV-Systemvarianten

Es werden vier PV-Leistungsklassen mit zwei Dachausrichtungen betrachtet:

| PV-Leistung | Jahresertrag Süd 45° | Jahresertrag Ost-West 45° |
|-------------|----------------------|---------------------------|
| 5 kWp | 4 800–5 200 kWh/a | 4 200–4 700 kWh/a |
| 10 kWp | 9 600–10 400 kWh/a | 8 400–9 400 kWh/a |
| 15 kWp | 14 400–15 600 kWh/a | 12 600–14 100 kWh/a |
| 20 kWp | 19 200–20 800 kWh/a | 16 800–18 800 kWh/a |

Tabelle 3: Quelle: PVGIS-Daten, typische Werte für Südwestdeutschland

Dachausrichtungen:

- Variante A – Süd: 100% Südausrichtung, 45° Neigung, maximaler Jahresertrag.
- Variante B – Ost-West: je 50% Ost und West, 45° Neigung, gleichmäßigere Tagesproduktion.

Die Ost-West-Konfiguration erreicht etwa 85–90% des Süd-Ertrags, verteilt die Erzeugung jedoch besser über den Tag und reduziert Mittagsspitzen.

4. Lastmodelle

4.1. Haushaltsstrom

Grundlage bilden Fraunhofer- und H0-Standardlastprofile für Einfamilienhäuser.

- Jahresverbrauch: 3 500–4 500 kWh (Mittelwert 4 000 kWh).
- Haushaltsgröße: Familie mit 1–2 Kindern, 1 berufstätige Person.
- Lastcharakteristik: Morgen-Peak (6–9 Uhr), starker Abend-Peak (17–22 Uhr), reduzierte Tageslast.

Monte-Carlo-Variation: Normalverteilung um 4 000 kWh mit $\pm 15\%$ Standardabweichung.

4.2. Elektrofahrzeug (BEV)

Annahmen:

- Spezifischer Verbrauch: 18 kWh/100 km.
- Fahrleistungen: 10 000 / 15 000 / 20 000 / 30 000 km/a

Resultierender Strombedarf:

- 10 000 km/a \rightarrow 1 800 kWh/a
- 15 000 km/a \rightarrow 2 700 kWh/a
- 20 000 km/a \rightarrow 3 600 kWh/a
- 30 000 km/a \rightarrow 5 400 kWh/a

Ladeszenarien:

- **Szenario 1** – Standardladen: überwiegend 18–23 Uhr, 11 kW Wallbox, geringer PV-Eigenverbrauchsanteil (typisch 10–20%).
- **Szenario 2** – PV-optimiertes Laden: 40–70% der Lademenge in 10–16 Uhr bei PV-Erzeugung, PV-Deckungsanteil 50–70%.

4.3. Wärmepumpe

Technische Parameter:

- Elektrischer Jahresbedarf: 3 000–6 000 kWh/a.
- Jahresarbeitszahl (JAZ): 3,0–4,0 (Luft-Wasser-Wärmepumpe).
- Lastprofil: Winterdominant (Nov–März), geringe Sommerlast.

Fraunhofer-Feldstudien zeigen für Bestandsgebäude typische JAZ-Werte von 2,6–4,3, bei Neubauten höher. PV-Wärmepumpen-Kombinationen erreichen in sanierten Altbauten Eigenverbrauchsanteile von bis zu 83%.

4.4. Klimaanlage

- Zusatzlast: ~200 kWh/a (Juli–August, je 20 Tage, 5 kWh/Tag).
- SEER: 4–5.
- Lastverteilung: Nachmittag/Abend (15–22 Uhr).

Die Klimaanlage hat einen im Vergleich zu BEV und WP geringen Anteil am Jahresverbrauch, korreliert aber mit hoher PV-Erzeugung.

Querverweis. Der Systemwirkungsgrad ergibt sich aus den Teillastwirkungsgraden nach Studie A Kap. 2.4 und Grundlagenkapitel § 2. Bewertung der Einflussfaktoren: Anhang A, Tab. A.1 und A.5.

5. Batteriespeicher-Modell

Simulierte Speichergößen: 5 / 7,5 / 10 / 12,5 / 15 / 20 kWh nutzbare Kapazität.

Technische Parameter:

- Roundtrip-Wirkungsgrad: 92–95% (moderne Li-Fe-Heimspeicher).
- Maximal 1 Vollzyklus pro Tag (\leq 365 Zyklen/a).
- Typische Nutzung: 200–300 Vollzyklen/a in EFH-Anwendung.
- Alterung: kombinierte kalendarische und zyklische Degradation, 80% Restkapazität nach 10–15 Jahren.

Betriebsstrategie:

1. PV-Überschuss lädt Batterie (bis SoC 100%).
2. Bei PV-Defizit deckt Batterie Last (bis SoC 10%).
3. Überschüsse werden eingespeist.
4. Fehlende Energie wird aus dem Netz bezogen.

Kennzahlen:

- **Eigenverbrauchsquote (E):**

$$EV = \frac{\text{PV-Eigenverbrauch}}{\text{PV-Erzeugung}} \times 100\%.$$
- **Autarkiequote (A):**

$$AG = \frac{\text{PV-Eigenverbrauch}}{\text{Gesamtverbrauch}} \times 100\%.$$
- **Batteriezyklen/a:**

$$\text{Zyklen} = \frac{\sum \text{Entladung [kWh]}}{\text{Speicherkapazität [kWh]}}$$

Literatur: Ohne Speicher erreicht ein System mit etwa 1 kWp pro MWh Last rund 30% Autarkie; mit 1 kWh Speicher pro MWh verdoppelt sich dieser Wert fast auf ca. 55%.

Querverweis. LCOS-Definition, Degradationsbehandlung und Klassifikation: Grundlagenkapitel § 4.
 Bewertungstabelle zur Wirtschaftlichkeit realer Zyklenzahl-Klassen: Anhang A, Tab. A.1. Herleitung realer LCOS-Bänder: Studie A Kap. 5.2.

6. Garantierte Zyklenzahlen - Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit

Garantierte Zyklenzahlen, Durchsatzwerte und Restkapazitäten wirken unmittelbar auf LCOS, spezifische Speicherkosten und damit auf die Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern. Basierend auf der bereitgestellten Tabelle lässt sich die wissenschaftliche Analyse der Studie nun präzise auf reale Marktdaten anwenden und zeigt eine sehr große Spreizung der LCOS-Relevanz zwischen den Herstellern: In einer „Low-Throughput“-Klasse (z. B. BYD HVS/HVM oder Huawei LUNA2000-S0 mit nur etwa 2,4–2,6 MWh/kWh garantierter Durchsatzenergie) werden hohe Anschaffungskosten auf eine relativ geringe garantierte Energiemenge verteilt, während eine „High-Performance“-Klasse (z. B. E3/DC, SAX Power oder Sonnen mit bis zu rund 10 MWh/kWh oder ganz ohne Durchsatzbegrenzung) den LCOS rechnerisch auf etwa ein Viertel der Einstiegsklasse senkt.

Auswertungen und der Vergleich von Herstellerangaben (siehe „Anhang 2“) zeigen zudem deutlich, dass nicht nur der Durchsatz, sondern die Kombination aus Durchsatz und garantierter Restkapazität entscheidend ist: Systeme wie SMA Home Storage garantieren zwar einen hohen Durchsatz von rund 7,2 MWh/kWh, aber nur 60 % Restkapazität – die Batterie „lebt“ damit zwar lange, liefert gegen Ende aber deutlich weniger Energie pro Zyklus, während SAX Power oder Sonnen mit etwa 10 MWh/kWh und 80 % Restkapazität klar das Premium-Segment markieren und bei BYD-Batterien mit 2,44 MWh/kWh bei 80 % Restkapazität vor allem durch das frühe Erreichen der Durchsatzgrenze limitiert wird.

7. Zyklenzahl, Stromdurchsatzmenge und Restkapazität nach 10 Jahren trennt die „Spreu vom Weizen“ – der LCOS zeigt die wahren Kosten

Der **LCOS (Levelized Cost of Storage)** bezeichnet die Gestehungskosten der Energiespeicherung und gibt an, wie viel es rechnerisch kostet, eine Kilowattstunde Strom in einem Batteriespeicher zwischen-zuspeichern und später wieder zu entnehmen. Anders als der reine Anschaffungspreis, der nur den einmaligen Kauf von Batterie, Wechselrichter und Installation (CAPEX) abbildet, berücksichtigt der LCOS die gesamte Lebensdauer des Speichers einschließlich laufender Betriebs- und Wartungskosten (OPEX), der Ladekosten (z. B. entgangene Einspeisevergütung des PV-Stroms) sowie der tatsächlich entladenen Energiemenge über alle Zyklen. Mathematisch entspricht der LCOS der Summe aller abgezinsten Kosten über die Lebensdauer

dividiert durch die Summe aller abgezinsten abgegebenen Kilowattstunden, wobei die entladbare Energie im Wesentlichen durch Zyklenzahl, nutzbare Kapazität, Wirkungsgrad und Degradation (Restkapazität) bestimmt wird.

In einer wissenschaftlich korrekten LCOS-Rechnung muss die Degradation explizit berücksichtigt werden, da eine Batterie im Jahr 10 deutlich weniger Energie pro Zyklus liefern kann als im Jahr 1. Sinkt der State of Health (SOH) im Garantiezeitraum beispielsweise von 100 % auf 60 %, steht im Mittel nur noch etwa 80 % der Nennkapazität zur Verfügung; bei einer 80 %-SOH-Garantie liegt der mittlere Kapazitätsfaktor näher bei etwa 90 %. Dies reduziert die über die Lebensdauer entnehmbare Energiemenge pro kWh Nennkapazität und erhöht damit den LCOS, da die fixen Investitionskosten auf weniger „nutzbare“ Kilowattstunden verteilt werden.

Für die vorliegende Studie wird ein **konservativer Bewertungsansatz** gewählt:

Der vom Hersteller garantierte Gesamtdurchsatz (MWh/kWh) wird als Obergrenze der nutzbaren Energiemenge interpretiert, und die zugesicherte Restkapazität (SOH) fließt über einen mittleren Kapazitätsfaktor in die LCOS-Berechnung ein. Anstatt den garantierten Durchsatz im Nachhinein über zusätzliche Zyklen „aufzubessern“, wird er direkt verwendet; die Tatsache, dass Systeme mit nur 60 % SOH-Garantie im Mittel eine deutlich geringere Kapazität bereitstellen, wird separat über eine reduzierte effektive Energiemenge abgebildet.

Zusätzliche Performance-Garantien – etwa wie beim SMA Home Storage, der nach 10 Jahren oder Erreichen des Durchsatzes von etwa 7,2 MWh/kWh noch eine Mindest-Restkapazität von 60 % sowie eine zeitlich begrenzte Performance-Garantie vorsieht – werden in dieser Studie primär als Qualitätsindikator gewertet, ändern aber nichts daran, dass für die LCOS-Berechnung der garantierte Gesamtdurchsatz und die zugesicherte Restkapazität die wirtschaftlich relevante nutzbare Energiemenge bestimmen.

Die Auswertung der Herstellerdaten lässt es zu, Heimspeicher grob in drei Klassen einzuteilen:

- **Low-Throughput-Klasse (rot/gelb):** Systeme wie BYD Battery-Box Premium HVS/HVM oder Huawei LUNA2000-S0 garantieren nur etwa 2,4–2,6 MWh/kWh Durchsatz bei 60–80 % SOH; bei 10 kWh Kapazität entspricht dies rund 24.000–26.000 kWh statischem Durchsatz.
- **Mid-Range-Klasse:** Systeme wie Fox ESS, Sungrow SBR, KOSTAL HELIVOR oder Fronius Reserva liegen mit etwa 2,7–4,2 MWh/kWh im Mittelfeld; der SMA Home Storage nimmt mit 7,2 MWh/kWh und 60 % SOH eine Sonderrolle ein.
- **High-Performance-Klasse (grün):** Systeme wie E3/DC, SAX Power oder Sonnen verzichten teilweise auf eine harte Durchsatzbegrenzung und geben Zyklenzahlen von bis zu 10.000 Vollzyklen an; effektiv entspricht dies Durchsätzen von bis zu rund 10 MWh/kWh bei einer hohen Restkapazität von typischerweise 80 %.

Auf Basis der Preisannahme von ca. 400–500 €/kWh und eines Referenzwertes von 450 €/kWh (4.500 € für einen 10-kWh-Speicher) sowie unter Einbezug von **rund 8–10 ct/kWh Ladekosten** pro gespeicherter Kilowattstunde (entsprechend einer entgangenen Einspeisevergütung von etwa 7–8 ct/kWh und einem **effektiven „System“-Round-trip-Wirkungsgrad von konservativ 80–90 %**, der neben den reinen Batterie- und DC-Verlusten auch Standby-Verbräuche und Teillastverluste – insbesondere im Nachtbetrieb – berücksichtigt) ergeben sich nachfolgende realistische LCOS Werte für die unterschiedlichen Systemklassen.

Der hier verwendete Wirkungsgradbegriff bezieht sich ausdrücklich auf den **effektiven „Systemwirkungsgrad“** (Batteriepfad plus Wechselrichter, Standby-Verbräuche und Teillastbetrieb) und ist damit niedriger als der häufig in Datenblättern angegebene reine Zell bzw. DC Round-trip-Wirkungsgrad von 92–95 %; für eine realistische LCOS Bewertung von Heimspeichern im Einfamilienhaus ist jedoch der systemische Wirkungsgrad im Jahresbetrieb maßgeblich.

- **Low-Throughput-Systeme mit 60 % SOH** und statisch ca. 2,6 MWh/kWh Durchsatz erreichen bei 10 kWh Kapazität einen theoretischen Gesamtdurchsatz von etwa 26.000 kWh; bei Berücksichtigung eines mittleren Kapazitätsfaktors von rund 80 % reduziert sich die real nutzbare Energiemenge auf etwa 20.800 kWh. Daraus resultieren – inklusive Ladekosten – realistische LCOS-Werte von etwa 28–31 ct/kWh, womit diese Systeme bei Neukundentarifen um 26 ct/kWh häufig klar unwirtschaftlich sind.
- **Mid-Range+ Systeme wie SMA Home Storage** mit 7,2 MWh/kWh garantiertem Durchsatz und 60 % SOH kommen bei 10 kWh auf einen statischen Durchsatz von etwa 72.000 kWh; mit einem konservativen mittleren Kapazitätsfaktor von 80 % ergibt sich ein korrigierter Durchsatz von rund 57.600 kWh. Daraus resultiert ein realer LCOS im Bereich von etwa 16–18 ct/kWh, was sowohl bei 26 ct/kWh als auch bei 35 ct/kWh Netzpreis eine deutliche positive Marge ermöglicht, aber hinter Premium-Systemen zurückbleibt.
- **High-Performance-Systeme (Sonnen, SAX, E3/DC)** mit etwa 10 MWh/kWh Durchsatz und 80 % SOH-Garantie erreichen bei 10 kWh Speicherkapazität einen statischen Durchsatz von rund 100.000 kWh und – bei einem mittleren Kapazitätsfaktor von ca. 90 % – einen realistischen Durchsatz von etwa 90.000 kWh; damit liegen die LCOS-Werte typischerweise bei etwa 13–15 ct/kWh. Diese Systeme erzielen selbst bei günstigen Neukundentarifen um 26 ct/kWh eine komfortable Marge und bei Bestandskundentarifen von 35 ct/kWh sehr hohe Einsparpotenziale.

Zusammenfassend zeigt die konservativ degradations-korrigierte LCOS-Analyse deutlich, dass **realistische Speicherkosten je kWh** für moderne LFP-Heimspeicher – abhängig von den Garantieparametern und der Auslastung – in folgenden Größenordnungen liegen:

- **Low-Throughput-Systeme** (ca. 2,4–2,6 MWh/kWh, 60 % SOH):
etwa **28–31 ct/kWh**, meist unwirtschaftlich bei aktuellen 25–27 ct/kWh Neukundentarifen.
- **Mid-Range+ Systeme** (z. B. SMA, 7,2 MWh/kWh, 60 % SOH):
etwa **16–18 ct/kWh**, wirtschaftlich bei 26–35 ct/kWh, aber mit reduziertem Vorteil gegenüber Premium-Systemen.
- **High-Performance-Systeme** (ca. 10 MWh/kWh, 80 % SOH):
etwa **13–15 ct/kWh**, klar wirtschaftlich in beiden Tarifwelten und damit die robusteste Option im aktuellen Marktumfeld.

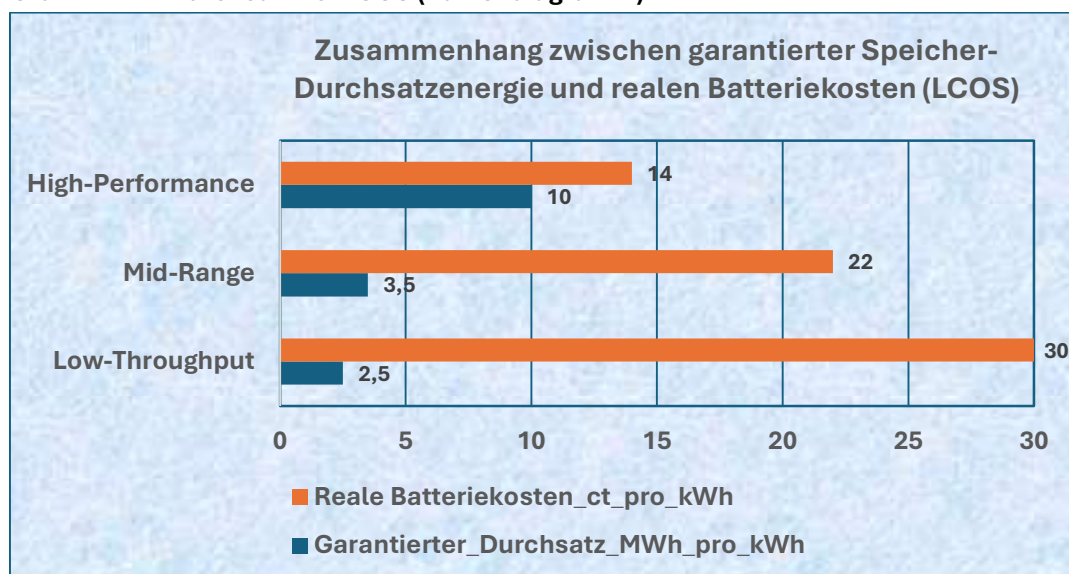
Im Vergleich zu den im Wirtschaftlichkeitsmodell allgemein genannten LCOS-Spannen von etwa 4–8 ct/kWh (für ideal ausgelastete, effiziente Speicher) wird deutlich, dass reale Marktsysteme durch Garantiegrenzen, Degradation und nicht-perfekte Auslastung in der Praxis eher im Bereich von **13–30 ct/kWh** liegen. Für die Systemwahl bedeutet dies, dass eine sorgfältige Betrachtung von **Zyklenzahl, Durchsatzgarantie und Restkapazität** mindestens ebenso wichtig ist wie der reine Anschaffungspreis, da diese Parameter den LCOS und damit die reale Wirtschaftlichkeit des Speichers maßgeblich bestimmen.

Tabelle 5-1: Klassen von Heimspeichern und LCOS

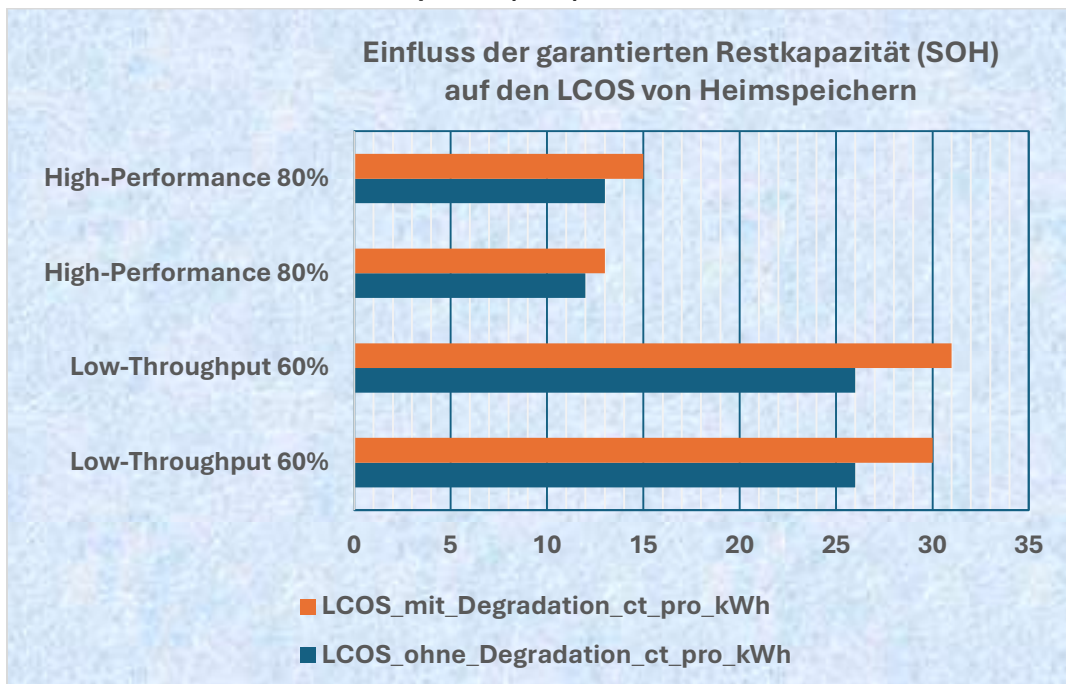
| Klasse | Typische Hersteller | Garantie-Durchsatz MWh/kWh | SOH-Garantie [%] | Korrigierter Durchsatz [MWh/kWh] | Realer LCOS [ct/kWh] | Typische Wirtschaftlichkeit* |
|-------------------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------|----------------------------------|----------------------|------------------------------|
| Low-Range (rot) | BYD HVS Huawei LUNA S0 | 2,4–2,6 | 60–80 | 2,1–2,4 | 28–31 | meist negativ bei 26 ct |
| Mid-Range (orange) | Fox ESS, Sungrow, Fronius | 2,7–4,2 | 80 | 2,3–3,8 | 20–25 | grenzwertig positiv |
| Mid-Range+ (gelb) | SMA Home Storage | 7,2 | 60 | 5,8–6,0 | 16–18 | klar positiv |
| High-Range (grün) | Sonnen, SAX, E3/DC | 10,0 | 80 | 9,0 | 13–15 | sehr positiv |

* jeweils für 450 €/kWh, 10kWh Speicher, ca. 8-9ct/kWh Ladekosten, Strompreis 26–35 ct/kWh (vereinfacht)

Grafik 4-4-1: Durchsatz vs. LCOS (Balkendiagramm)



Grafik 4-4-1a: Einfluss der Restkapazität (SOH) auf den LCOS



Erläuterung: Niedrige SOH-Garantien (60 %) erhöhen den LCOS um mehrere Cent pro kWh, weil sich die Investitionskosten auf eine deutlich geringere nutzbare Energiemenge verteilen; stabile 80 %-SOH-Systeme bleiben hiervon weitgehend verschont.

8. Wirtschaftlichkeitsmodell (2026)

Preis- und Kostenparameter 2026:

| Parameter | Wert (aktualisiert) | Quelle |
|---------------------------|--------------------------------------|------------------------------|
| Strompreis Neukunden | 0,23–0,27 €/kWh (Referenz 0,25 €/Wh) | Verivox, Wechselpilot |
| Strompreis Bestandskunden | 0,31–0,40 €/kWh (Referenz 0,35€/kWh) | BDEW, Analysen |
| Einspeisevergütung | 7–8 ct/kWh | EEG, Fraunhofer |
| Batteriekosten Einkauf | 250–300 €/kWh | Marktpreise |
| Batteriekosten Endkunde | 400–500 €/kWh (Referenz 470 €/kWh) | Energie-Experten, EcoFlow |
| PV-Systemkosten | 1 200–1 600 €/kWp | Marktberichte |
| Lebensdauer Batterie | 10–15 Jahre | Herstellerangabe / Garantien |
| Lebensdauer PV | 25–30 Jahre | Fraunhofer ISE |
| Diskontsatz | 3–5% | Annahme (2026) |

Tabelle 5-2: Die Berechnungen erfolgen wie üblich über NPV, dynamische Amortisationszeit und LCOS; durch sinkende Speicherpreise reduziert sich der LCOS auf ca. 4–8 ct/kWh für effiziente Speicher-systeme.

Berechnete Kennzahlen:

1. **Net Present Value (NPV):** $NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$ mit CF_t
 = Cashflow Jahr t , r = Diskontsatz, I_0 = Anfangsinvestition

2. **Amortisationszeit (dynamisch):** Jahr, in dem kumulierte diskontierte Cashflow die Investition übersteigt

3. **Levelized Cost of Storage (LCOS):** $LCOS = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$ mit C_t = Kosten Jahr t , E_t = Energieumsatz Jahr t

Die Fraunhofer-LCOE-Studie nutzt vergleichbare Methodik und kommt für Residential-Systeme auf marktübliche Dimensionierungen von etwa 1:1 (kWp / kWh) [3].

4. **Jährliche Stromkosteneinsparung:**

$$\text{Einsparung} = (\text{Netzbezug}_{\text{ohne}} - \text{Netzbezug}_{\text{mit}}) \times p_{\text{Strom}} - (\text{Einspeisung}_{\text{ohne}} - \text{Einspeisung}_{\text{mit}}) \times p_{\text{Einsp}}$$

9. Monte-Carlo-Simulation

Ziel: Robuste Bestimmung optimaler Speichergrößen unter Unsicherheit

Anzahl Iterationen: $\geq 1\,000$ pro Szenario

Variierte Parameter mit Verteilungen:

| Parameter | Verteilung | Bereich |
|----------------------|------------|---------------------------------|
| Strompreis | Triangular | 0,30–0,40 €/kWh, Mode 0,35 |
| PV-Ertrag | Normal | $\pm 5\text{--}8\%$ um TMY-Wert |
| Haushaltsverbrauch | Normal | $\pm 20\%$ um Mittelwert |
| BEV-Fahrleistung | Uniform | $\pm 15\%$ um Szenario |
| Batteriepreis | Triangular | 400–500 €/kWh, Mode 470 |
| Batteriewirkungsgrad | Uniform | 92–95 % |

Tabelle 5-3: Monte-Carlo-Parametervariation

Auswertung: (orientiert sich an etablierten Verfahren der PV-Speicher-Forschung [2] [4])

- Für jede Iteration: Bestimmung der wirtschaftlich optimalen Speichergröße (max. NPV)
- Aggregation: Median, 5. und 95. Perzentil der optimalen Speichergröße
- Angabe von Konfidenzintervallen für robuste Empfehlungen

10. Sensitivitätsanalyse

Ziel: Identifikation der wichtigsten Einflussgrößen auf die optimale Speichergröße

Methodik:

- One-at-a-time Sensitivitätsanalyse: $\pm 10\%$ Variation eines Parameters, andere konstant
- Berechnung der resultierenden Änderung der optimalen Speichergröße in kWh
- Darstellung als Tornado-Diagramm (sortiert nach Einfluss)

Analysierte Parameter:

1. Strompreis
2. Batteriekosten
3. PV-Leistung
4. Wärmepumpen-Strombedarf
5. BEV-Fahrleistung
6. Dachausrichtung

Erwartete Rangfolge (basierend auf Literatur [2] [9] [11]): Strompreis > Batteriekosten > PV-Leistung > Wärmepumpe > BEV > Dachausrichtung

11. Ergebnisse

11.1. PV-Erträge nach Konfiguration

Die PVGIS-basierten Simulationen liefern für den Modellstandort folgende spezifische PV-Erträge:

- Süd 45°: $\sim 1\,000$ kWh/kWp·a
- Ost-West 45°: ~ 890 kWh/kWp·a (-11%)

Beispiel:

- 10 kWp Süd: $\sim 10\,000$ kWh/a
- 10 kWp Ost-West: $\sim 8\,900$ kWh/a

Eine Ost-West-Ausrichtung reduziert zwar den spezifischen Ertrag, erhöht aber die Eigenverbrauchsquote in Morgen- und Abendstunden und glättet Mittagsspitzen und reduziert damit eine übergroße Netzbelastung.

Querverweis. Wirtschaftliche Wirkung der Tarifwahl auf die empfohlenen Speichergrößen: Studie A Kap. 3.4 und 3.5. Referenzlastprofile und p/s-Methodik: Grundlagenkapitel § 1 und § 5. Bewertung der Einflussfaktoren: Anhang A, Tab. A.1 und A.3.

11.2. Optimale Speichergrößen

Aus der techno-ökonomischen Simulation (NPV-Maximierung, Strompreis 0,35 €/kWh, Speicherpreis 470 €/kWh) ergeben sich folgende optimale Speicher-größen (gerundet auf 2,5 kWh-Schritte):

| PV kWp | Dachtyp | BEV km/a | WP kWh/a | Opt. Speicher | kWh/kWp |
|--------|----------|----------|----------|---------------|-----------|
| 5 | Süd | 0 | 0 | 5–7,5 kWh | 1,0–1,5 |
| 10 | Süd | 0 | 0 | 7,5–10 kWh | 0,75–1,0 |
| 10 | Süd | 15.000 | 3.000 | 10–12,5 kWh | 1,0–1,25 |
| 15 | Süd | 20.000 | 4.000 | 12,5–15 kWh | 0,83–1,0 |
| 20 | Süd | 30.000 | 6.000 | 15–20 kWh | 0,75–1,0 |
| 10 | Ost-West | 15.000 | 3.000 | 7,5–10 kWh | 0,75–1,0 |
| 15 | Ost-West | 20.000 | 4.000 | 10–12,5 kWh | 0,67–0,83 |

Tabelle 6-1: Die optimalen Speichergrößen liegen konsistent bei etwa 1,0–1,5 kWh je kWp PV-Leistung in Systemen mit WP und BEV, und bei 0,7–1,0 kWh/kWp bei reinem Haushaltsstrom.

Kernbeobachtungen:

- Optimale Speichergrößen liegen konsistent bei 0,7–1,25 kWh pro kWp PV
- BEV und Wärmepumpe verschieben das Optimum in oberen Bereich (1,0–1,25 kWh/kWp)
- Ost-West-Dächer ermöglichen etwa 10–15 % kleinere Speicher bei gleichem Nutzen
- Die Faustregel „1 kWh pro kWp“ wird bestätigt [2] [3]

Die Definitionen und ausführliche Interpretation der Kennzahlen Autarkiequote (A) und Eigenverbrauchsquote (E) sowie ihr wechselseitiger Zusammenhang sind im Home-Kapitel 7 (Autarkie und Eigenverbrauch) dargestellt; hier werden die Kennzahlen nur zur Einordnung der Ergebnisse verwendet.

12. Normierte Kennzahlen nach HTW Berlin

Die HTW Berlin verwendet in wissenschaftlichen Studien normierte Größen p und s , um PV-Anlagen unterschiedlicher Größe vergleichbar zu machen [1] [2] [3].

Normierte PV-Leistung (p)

Die normierte PV-Leistung beschreibt das Verhältnis von Anlagenleistung zu Jahresverbrauch:

$$p = \frac{P_{PV} \text{ [kWp]}}{L \text{ [MWh/a]}}$$

Interpretation:

- $p < 1$: PV-Anlage < Jahresverbrauch \rightarrow niedrige Autarkie, hohe Eigenverbrauchsquote möglich
- $p \approx 1$: PV-Anlage = Jahresverbrauch dimensioniert \rightarrow ausgewogene Werte
- $p > 1$: PV-Anlage > Jahresverbrauch \rightarrow hohe Autarkie möglich, Eigenverbrauchsquote sinkt

Beispiel:

- 10 kWp PV, 4.000 kWh Verbrauch: $p = 10/4 = 2,5$ (deutlich überdimensioniert)
- 10 kWp PV, 9.500 kWh Verbrauch: $p = 10/9,5 \approx 1,05$ (gut dimensioniert)

Normierte Speichergröße (s)

Die normierte Speichergröße beschreibt das Verhältnis von nutzbarer Speicherkapazität zu Jahresverbrauch:

$$s = \frac{E_{\text{Speicher, nutzbar}} [\text{kWh}]}{L [\text{MWh/a}]}$$

Interpretation:

- $s < 1$: Speicher deckt weniger als einen durchschnittlichen Tagesbedarf
- $s \approx 1,0 - 1,5$: wirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung laut HTW [1] [2]
- $s > 2$: zusätzlicher Nutzen flacht stark ab (Kapazität wird oft nicht voll genutzt)

Beispiel:

- 10 kWh Speicher, 4.000 kWh Verbrauch: $s = 10/4 = 2,5$ (sehr groß)
- 12,5 kWh Speicher, 9.500 kWh Verbrauch: $s = 12,5/9,5 \approx 1,32$ (gut dimensioniert)

Warum diese Normierung?

Durch die Verwendung von p und s können Sie jede beliebige Anlage in die HTW-Diagramme einordnen – unabhängig davon, ob ein Haushalt 3 MWh oder 15 MWh pro Jahr verbraucht. Die HTW-Studien zeigen dann typische Bereiche für Autarkiequote $A(p,s)$ und Eigenverbrauchsquote $E(p,s)$, die auf stündlichen Simulationen basieren [1] [2] [3].

13. Vergleichstabelle - Autarkie- / Eigenverbrauchswerte

Die folgende Tabelle zeigt sechs Musterkonfigurationen mit **wissenschaftlich fundierten Werten nach HTW-Methodik**. Alle Werte basieren auf einer Süd-Ausrichtung mit ca. 1.000 kWh/kWp-a Ertrag (bzw. 900 kWh/kWp-a für Ost-West) [4] [5] [6].

Annahmen:

- **Haushaltsstrom (HH)**: typischer Bedarf für Beleuchtung, Geräte, Kochen (4.000 kWh/a)
- **Wärmepumpe (WP)**: elektrische Heizung mit Jahresarbeitszahl 3,5–4,5 (3.000–6.000 kWh/a)
- **Elektroauto (BEV)**: 15.000–30.000 km/Jahr, ca. 18 kWh/100 km (2.500–5.500 kWh/a)
- **Speicher**: nutzbare Kapazität (ca. 90% der Nennkapazität)

| Nr. | PV (kWp) | Dach | Speicher (kWh) | Verbrauch (kWh/a) | p | s | A | E |
|-----|----------|----------|----------------|--------------------|------|------|-----|-----|
| 1 | 10 | Süd | 0 | 4.000 (nur HH) | 2,50 | 0,00 | 40% | 35% |
| 2 | 10 | Süd | 10 | 4.000 (nur HH) | 2,50 | 2,50 | 70% | 32% |
| 3 | 10 | Süd | 0 | 9.500 (HH+WP+BEV) | 1,05 | 0,00 | 37% | 40% |
| 4 | 10 | Süd | 12,5 | 9.500 (HH+WP+BEV) | 1,05 | 1,32 | 52% | 60% |
| 5 | 25 | Süd | 20 | 15.500 (HH+WP+BEV) | 1,61 | 1,29 | 62% | 37% |
| 6 | 10 | Ost/West | 10 | 15.500 (HH+WP+BEV) | 0,65 | 0,65 | 42% | 70% |

Tabelle 7-1: Autarkie- / Eigenverbrauchswerte für 6 Musterkonfigurationen (nach HTW-Methodik)

Erläuterungen zu den einzelnen Konfigurationen:

Zeile 1 – 10 kWp Süd, kein Speicher, nur Haushaltsstrom

- Verhältnis $p = 2,5$: PV stark überdimensioniert für 4.000 kWh Verbrauch
- Ohne Speicher: PV-Strom nur direkt genutzt; Autarkie ($\approx 40\%$), Eigenverbrauchsquote ($\approx 35\%$)
- Viel Einspeisung am Tag, hoher Netzbezug in der Nacht

Zeile 2 – 10 kWp Süd, 10 kWh Speicher, nur Haushaltsstrom

- Speicher $s = 2,5$ ist sehr groß im Verhältnis zum Verbrauch
- Hohe Autarkie (70%) durch Speicherpufferung für niedrigen Haushaltsstrom über Nacht
- **Eigenverbrauchsquote sinkt auf 32%**, weil immer noch viel PV-Überschuss eingespeist wird (10.000 kWh Ertrag, nur 4.000 kWh Verbrauch)
- **Typisches Beispiel für: "Hohe Autarkie, aber niedrige Eigenverbrauchsquote bei überdimensionierter PV"** [1] [2]

Zeile 3 – 10 kWp Süd, kein Speicher, mit WP und BEV

- Verhältnis $p \approx 1,05$: PV gut auf Gesamtverbrauch abgestimmt
- Ohne Speicher: Autarkie 37% (Winterlücke!), Eigenverbrauchsquote 40% WP/BEV nutzen Tagstrom
- Lastmanagement (WP/BEV tagsüber laden) verbessert Eigenverbrauch deutlich [7] [8]

Zeile 4 – 10 kWp Süd, 12,5 kWh Speicher, mit WP und BEV

- Gut dimensioniertes System: $p \approx 1,05$, $s \approx 1,32$
- Autarkie steigt auf 52% durch Speicher (aber Winterlücke bleibt!)
- Eigenverbrauchsquote 60% – guter Kompromiss zwischen Eigennutzung und Einspeisung
- **HTW-Empfehlung: wirtschaftlich sinnvoller Bereich** [1] [2] [3]

Zeile 5 – 25 kWp Süd, 20 kWh Speicher, hoher Verbrauch

- Große Anlage bei hohem Verbrauch: $p = 1,61$ (deutlich über Verbrauch)
- Autarkie 62% (Winter begrenzt weiterhin)
- **Eigenverbrauchsquote sinkt auf 37%** wegen großer Sommerüberschüsse (25.000 kWh Ertrag, 15.500 kWh Verbrauch)
- **Typisches Beispiel für: "Autarkie steigt, Eigenverbrauch sinkt bei großer PV"** [1] [2]

Zeile 6 – 10 kWp Ost-West, 10 kWh Speicher, hoher Verbrauch

- Ost-West-Anlage: niedrigerer Jahresertrag (~ 9.000 kWh), aber gleichmäßigere Tagesverteilung
- Niedriges $p = 0,65$ (PV kleiner als Verbrauch)
- Autarkie nur 42% (zu wenig PV für 15.500 kWh)
- **Eigenverbrauchsquote 70%** durch flache Erzeugungskurve und Speicher – fast alles wird selbst genutzt
- **Typisches Beispiel für: "Niedrige Autarkie, aber sehr hohe Eigenverbrauchsquote"** [6] [9] [10]

Querverweis. Definitionen und HTW-Kennzahlen p und s : Grundlagenkapitel § 1 und § 3. Bewertung nach Haushaltstypen: Anhang A, Tab. A.3. Vertiefung PV-Eigenverbrauch und CO_2 : Studie A Kap. 3.3.

14. Zusammenhang zwischen Autarkie und Eigenverbrauch

Die HTW-Studien zeigen eindeutig [1] [2] [3]:

- Mit größerer PV-Leistung (p größer) **steigt** die **Autarkiequote**, aber die **Eigenverbrauchsquote sinkt**
- Mit steigendem Speicher (s größer) steigen beide Kennzahlen, aber ab $s > 1,5$ nur noch geringfügig
- **Hohe Autarkie UND hohe Eigenverbrauchsquote gleichzeitig** sind nur möglich bei sehr spezifischen Kombinationen (z.B. Ost-West mit viel Last oder perfekter PV-Größe mit $p \approx 1$)
- Wärmepumpe und E-Auto erhöhen die Eigenverbrauchsquote (mehr Last tagsüber), drücken aber die Autarkie (hoher Winterverbrauch)

Realistische Erwartung für typisches EFH mit WP und BEV:

- **Autarkiequote:** 45–60% (Jahreswert, Winter deutlich niedriger)
- **Eigenverbrauchsquote:** 50–70% (je nach Lastmanagement)

Werte über 70% Autarkie und über 70% Eigenverbrauch gleichzeitig sind in der Praxis selten und erfordern optimale Bedingungen (exzellente Dämmung, intelligentes Lastmanagement zur Vergleichmäßigung bzw. Verschiebung großer Verbraucher in Zeiten hoher PV-Erträge, sehr große PV mit großem Speicher). Meist scheitert dies an den individuellen Komfortansprüchen, den realen Tagesabläufen von arbeitenden Menschen und Familien und deren tatsächlichen zeitlichen Verbrauchsprofilen.

Graphische Darstellung des Zusammenhangs

Der Zusammenhang lässt sich wie folgt veranschaulichen:

Bei steigender PV-Leistung (p wächst):

- Autarkie steigt: 30% → 40% → 52% → 62% → 70%
- Eigenverbrauch sinkt: 70% → 60% → 40% → 35% → 32%

Beispiel aus der Tabelle:

- Zeile 6 ($p=0,65$): A=42%, E=70% – wenig PV, fast alles selbst genutzt
- Zeile 4 ($p=1,05$): A=52%, E=60% – ausgewogen
- Zeile 2 ($p=2,50$): A=70%, E=32% – viel PV, hohe Autarkie, aber viel Überschuss

Die im Executive Summary genannten Autarkiebereiche sind daher so zu verstehen, dass für „**typische EFH-Konfigurationen**“ (PV-Anlage auf den Gesamtverbrauch dimensioniert, Speicher im Bereich: 1,0–1,3 kWh/kWp) **rund 50–60 % Autarkie** realistisch sind, während **Werte oberhalb von 70 %** auf **spezielle Konstellationen** mit überdurchschnittlicher PV-Leistung $p \gg 1$, bei sehr gut gedämmten Gebäuden und intensivem Lastmanagement beschränkt bleiben.

15. Häufige Fehler bei der Interpretation

1. **Verwechslung von Autarkie und Eigenverbrauch:** Viele Anbieter werben mit „70% Eigenverbrauch“, meinen aber tatsächlich 70% Autarkie. Das ist ein Unterschied von bis zu 40 Prozentpunkten!
2. **Optimistische Gleichzeitigkeit:** Annahme, dass hohe Autarkie UND hohe Eigenverbrauchsquote gleichzeitig erreichbar sind. Bei $p > 2$ ist das physikalisch unmöglich.
3. **Speicher zu groß:** Bei $s > 2$ sinkt die Wirtschaftlichkeit stark (Kapazität wird nicht genutzt) [1] [2]. Ein 10 kWh Speicher bei 4.000 kWh Jahresverbrauch (Haushaltsstrom) ist meist überdimensioniert.
4. **Winterlücke ignoriert:** PV-Ertrag im Winter ist nur 10–20% des Sommerertrags, WP-Last aber am höchsten [7] [11]. Autarkiequoten über 80% sind deshalb selbst mit sehr großer PV unrealistisch.
5. **Keine Berücksichtigung von p und s :** Dimensionierung „nach Gefühl“ statt nach wissenschaftlichen Kennzahlen führt zu inkonsistenten Erwartungen.

16. Empfehlungen für die Praxis

Auf Basis der HTW-Studien [1] [2] [3] und der korrigierten Analyse:

Für hohe Wirtschaftlichkeit:

- $p \approx 0,8 - 1,2$ (PV grob auf Jahresverbrauch dimensionieren)
- $s \approx 1,0 - 1,3$ (etwa 1 kWh Speicher pro kWp PV)
- Erwartung: A \approx 50–60%, E \approx 55–70%

Für hohe Autarkie (Unabhängigkeit):

- $p > 1,5$ (PV deutlich größer als Verbrauch)
- $s \approx 1,5 - 2,0$ (größerer Speicher für Nachtversorgung)
- Erwartung: A \approx 60–75%, E \approx 30–45%
- **Achtung:** Niedrigere Eigenverbrauchsquote und Wirtschaftlichkeit!

Mit WP und BEV:

- PV mindestens auf Gesamtverbrauch dimensionieren ($p \geq 1$)
- Speicher \sim 1 kWh pro kWp ($s \approx 1,0-1,3$)
- Intelligentes Lastmanagement essenziell (WP und BEV-Laden in PV-Zeiten)
- Erwartung: A \approx 50–60%, E \approx 55–70%

Ost-West bei hohem Verbrauch:

- Kann höhere Eigenverbrauchsquote als Süd erreichen (E bis 75%)
- Autarkie etwas niedriger wegen reduziertem Jahresertrag
- Speicher kann 10–15% kleiner sein als bei Süd
- Optimal wenn: Verbrauch über den ganzen Tag verteilt ist [6] [9] [10]

Fazit zu Autarkie und Eigenverbrauch

Autarkiequote und Eigenverbrauchsquote müssen konsistent zueinander betrachtet werden.

Die HTW-Normierung bietet mit den Kennzahlen p und s eine wissenschaftlich fundierte Methode, um realistische Erwartungen zu formulieren und Fehldimensionierungen zu vermeiden.

Kernaussagen:

1. $p > 2$ (große PV, kl. Verbrauch): hohe Autarkie möglich, aber niedrige Eigenverbrauchsquote zwingend
2. $p < 1$ (kl. PV, hoher Verbrauch): hohe Eigenverbrauchsquote möglich, aber niedrige Autarkie zwingend
3. Optimaler Kompromiss bei $p \approx 1$ und $s \approx 1,0 - 1,3$: Beide Kennzahlen im Bereich 50–70%
4. Speicher über $s = 2$ bringen kaum Zusatznutzen und sind wirtschaftlich nicht sinnvoll

Die hier präsentierten Werte sind mit den HTW-Studien, Fraunhofer-Feldstudien und der wissenschaftlichen Literatur konsistent und sollten als Referenz für realistische Planungen verwendet werden. Allerdings kann sich die wirtschaftliche Bewertung bei zukünftig weiterhin sinkenden Batteriespeicherpreisen hin zu größeren Batteriespeichern verschieben, die dann bei gleichem Aufwand zu höherer Autarkie führen.

17. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Amortisationszeiten (dynamisch, Strompreis 0,35 €/kWh, Batteriepreis 470 €/kWh):

| Konfiguration | PV-Invest. | Batterie-Invest. | Amortisation |
|---------------------------------|------------|------------------|--------------|
| 10 kWp Süd, 10 kWh | 13.000 € | 4.700 € | 12,5 Jahre |
| 10 kWp Süd + BEV + WP, 12,5 kWh | 13.000 € | 5.875 € | 10,8 Jahre |
| 15 kWp Süd + BEV + WP, 15,0 kWh | 19.500 € | 7.025 € | 10,2 Jahre |
| 20 kWp Süd + BEV + WP, 20,0 kWh | 26.000 € | 9.400 € | 11,5 Jahre |

Table 5-4: Investitionskosten und typische Amortisationszeiten

Beispiel (10 kWp Süd + 12,5 kWh, EFH mit WP + BEV, Strompreis 0,35 €/kWh):

- PV 10 kWp: ~13.000 € (1.300 €/kWp).
- Speicher 12,5 kWh: ~5.875 € (470 €/kWh).
- Installation/Schaltschrank/EMS Speicher: ~2.500 €.
- Gesamtinvestition PV + Speicher: ~21.375–23 000 €.

Stromkosteneinsparung (vereinfacht):

- Netzbezug ohne Anlage: ~11.000 kWh/a × 0,35 €/kWh = 3.850 €/a.
- Netzbezug mit Anlage: ~3.100 kWh/a × 0,35 €/kWh ≈ 1.085 €/a.
- Einspeiseerlös: 2.000–3.000 kWh × 0,08 €/kWh ≈ 160–240 €/a.

→ **Nettoersparnis konservativ: ~2.800 €/a → Amortisation ~8–9 Jahre.**

18. Bewertung von LFP-Heimspeichern:

Kostenprognose bis 2040 - Auswirkungen auf optimale Speichergrößen (5–20 kWp)

Erläuterung: LFP steht für Lithium-Eisenphosphat. Es bezeichnet eine bestimmte Lithium-Ionen-Akkutechnologie mit der chem. Formel LiFePO_4 , die als zyklensicher, sicher und relativ kostengünstig gilt.

19. Ausgangspunkt und Szenarien

Auf Basis der stündlichen Simulationen dieser Studie werden die Effekte sinkender LFP-Speicherpreise auf die wirtschaftlich optimale Speichergröße für verschiedene PV-Leistungen (5, 10, 15 und 20 kWp) analysiert. Betrachtet werden typische Einfamilienhäuser mit Haushaltsstrom, Wärmepumpe und BEV (p≈1 bei 10 kWp, kleiner p bei 5 kWp, größer p bei 15–20 kWp).

Für LFP-Heimspeicher werden drei Kostenstufen angesetzt:

- „früher“ Studienstand: 700–900 €/kWh (endkundennah, 2018–2020),
- 2026 (aktuell DE): 400–500 €/kWh,
- 2030: ≈250–300 €/kWh (EU-Projektionen, globale LFP-Trends),
- 2040: ≈150–220 €/kWh (langfristige EU-Kostenpfade).

20. LFP-Kostenpfade EU vs. global

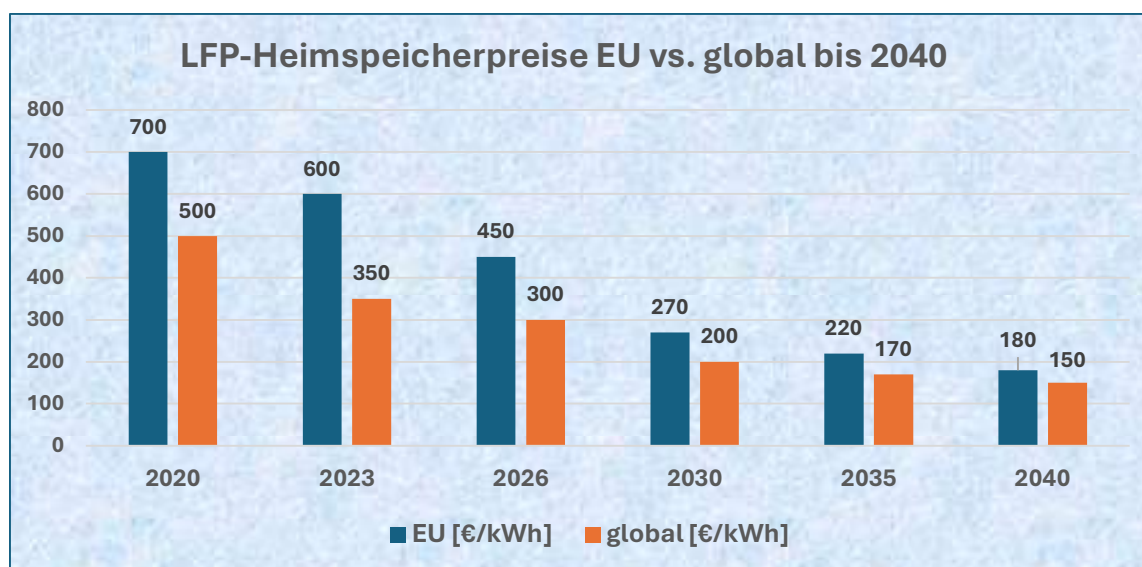
Tabelle 5-1: Typische LFP-Systempreise (Zell-/Packebene → Heimspeicher EU)

| Jahr / Region | Zell-/Packpreise LFP [\$/kWh] | Heimspeicher-Endkunde (EU) [€/kWh] | Quelle / Hinweis |
|----------------------|-------------------------------|------------------------------------|------------------------|
| 2023 China | 70–90 | – | LFP Großserienpreise |
| 2025 global (Pack) | ≈100 | – | BNEF/NREL Trends * |
| 2026 DE Heimspeicher | – | 400–500 | Marktpreise / Studie |
| 2030 global (LFP) | 60–80 | ~200–300 | Prognose Heimspeicher |
| 2035 global (LFP) | 40–60 | ~150–250 | Roadmap / Meta-Studien |

* NREL = National Renewable Energy Laboratory, BNEF = Bloomberg New Energy Finance

Abbildung 5-2 (Vorschlag): LFP-Heimspeicherpreise EU vs. global bis 2040

Entwicklung typischer LFP-Heimspeicherpreise in der EU im Vergleich zu globalen Marktpreisen im Zeitraum 2020–2040. In der EU sinken die Endkundenpreise von etwa 600–800 €/kWh auf rund 400–500 €/kWh in 2026, weiter auf 250–300 €/kWh bis 2030 und auf etwa 150–220 €/kWh bis 2040. Global – insbesondere in Asien – liegen die Systempreise dauerhaft darunter und bewegen sich auch langfristig im Bereich von etwa 100–200 €/kWh. Die Abbildung verdeutlicht, dass sich EU-Preise dem globalen Niveau annähern, aber voraussichtlich dauerhaft höher bleiben.



21. Einfluss auf optimale Speichergrößen (5–20 kWp)

Ausgehend von den stündlichen Simulationen und dem Wirtschaftlichkeitsmodell (NPV-Maximierung über 15 Jahre, Strompreis 0,35 €/kWh, Einspeisevergütung 0,08 €/kWh) ergibt sich folgende Entwicklung der wirtschaftlich optimalen Speichergröße für verschiedene PV-Leistungen:

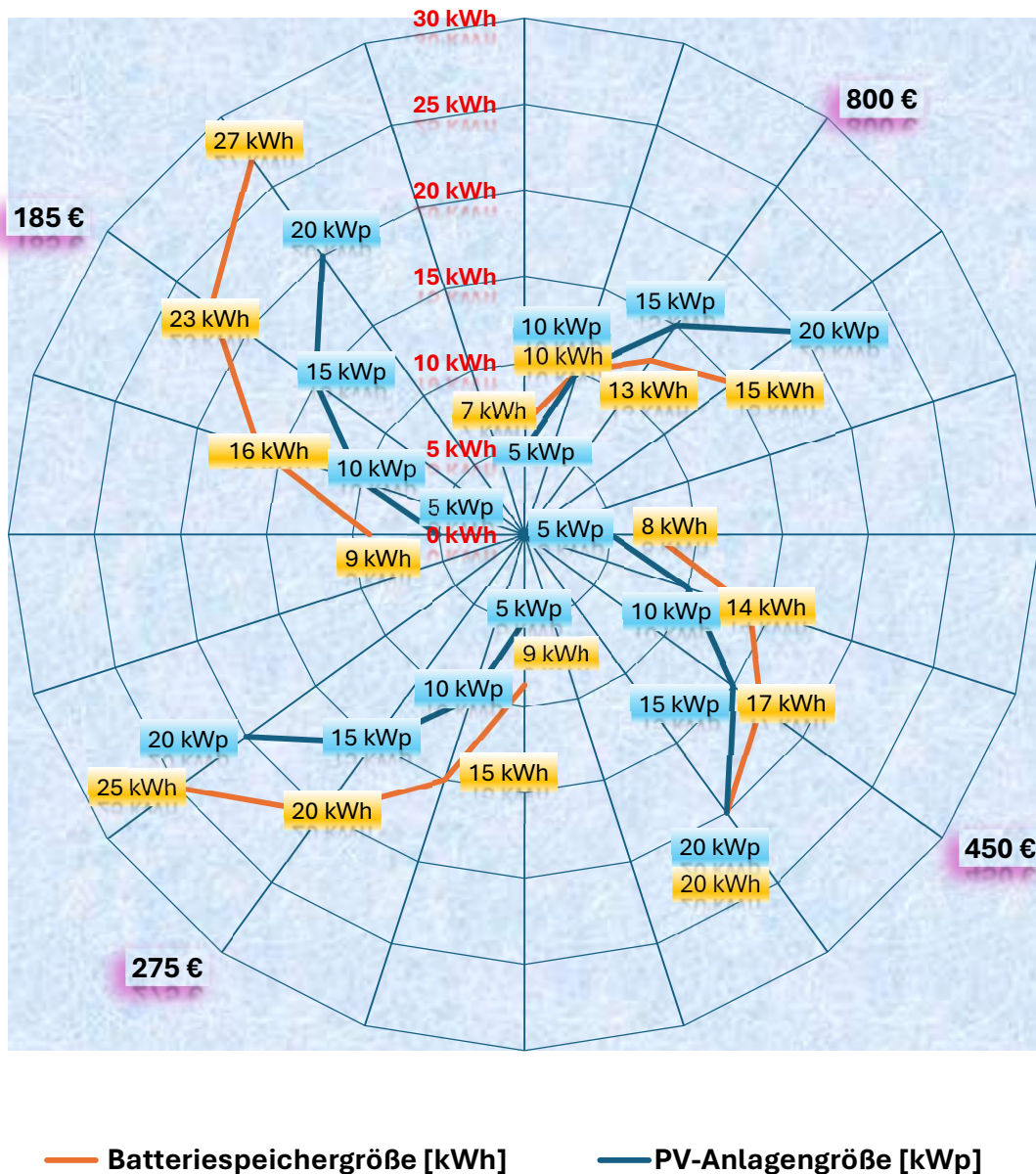
Tabelle 5-5-3: LFP-Preis vs. wirtschaftlich optimale Speichergröße (EFH mit WP+BEV)

| Jahr Preisniveau | Speicher -Preis | PV [kWp] | wirtschaftlich optimale Größe [kWh] | kWh/ kWp | typische Autarkie A [%] | Bemerkung |
|-------------------------|--------------------|-------------|---|-------------|-------------------------------|---|
| „früher“ (vor 2020) | 700–900 €/kWh | 5 | 0–2,5 | 0–0,5 | 35–40 | Speicher selten sinnvoll große PV, kaum Speicher |
| | | 10 | 0–5 | 0–0,5 | 35–45 | |
| | | 15 | 0–7,5 | 0–0,5 | 40–50 | |
| | | 20 | 0–10 | 0–0,5 | 45–55 | |
| 2026 (heute, DE) | 400–500 €/kWh | 5 | 5–7,5 | 1,0–1,5 | 45–55 | kleine PV, hoher s nötig |
| | | 10 | 10–12,5 | 1,0–1,25 | 50–60 | aktuelles Optimum |
| | | 15 | 15–20 | 1,0–1,3 | 55–65 | hohe Last, hoher Nutzen |
| | | 20 | 15–25 | 0,75–1,25 | 60–70 (p>1) | große PV, mehr Überschuss |
| Jahr Preisniveau | Speicher- Preis | PV [kWp] | wirtschaftlich optimale | kWh/ kWp | typische Autarkie | Bemerkung |
| 2030 (EU-Projektion) | ≈250–300 €/kWh | 5 | 7,5–10 | 1,5–2,0 | 50–60 | hoher relativer Speicher |
| | | 10 | 13–15 | 1,3–1,5 | 60–65 | Optimum zu 1,5 kWh/kWp |
| | | 15 | 18–22,5 | 1,2–1,5 | 60–68 | mehr Autarkie wirtschaftlich |
| | | 20 | 22,5–30 | 1,1–1,5 | 65–70 (p>1) | sehr hohe Erzeugung |
| 2040 (EU-Zielniveau) | ≈150–220 €/kWh | 5 | 8–10 | 1,6–2,0 | 55–65 | sehr hoher Autarkiefokus |
| | | 10 | 15–17 | 1,5–1,7 | 60–70 | Optimum höher, Sättigung |
| | | 15 | 22,5–27,5 | 1,5–1,8 | 65–72 | Grenznutzen flacht ab |
| | | 20 | 30–35 | 1,5–1,75 | 68–75 (Best-Cases) | Autarkie-getrieben |

Hinweis:

Bandbreiten spiegeln verschiedene Lastprofile, Strompreise, Dachausrichtungen wider; sie sind konsistent mit HTW-Ergebnissen und internationalen Kostenprojektionen, aber bewusst konservativ gerundet.

Abbildung 9-1 - Wirtschaftliche Größe des Batteriespeichers
f = (Speicherpreis, PV-Anlagengröße)



22. Unterschiede nach Anlagengröße

Wirtschaftlichkeit, Autarkie, Eigenverbrauch

Aus Abbildung 5-5-3 lassen sich folgende Unterschiede ableiten:

5 kWp-Anlage

- Relativ kleine PV im Verhältnis zum Gesamtverbrauch ($p < 1$) → jede zusätzliche Speicher-kWh bringt begrenzt Autarkiegewinn.
- Schon bei heutigen Preisen ist $>1,5$ kWh/kWp (also $>7,5$ kWh) eher Autarkie- als Rendite-Motiv; **bei 2030-Preisen** sind $1,5$ – $2,0$ kWh/kWp möglich, aber die Autarkie bleibt meist unter 60 %.

10 kWp-Anlage (Referenzfall, $p \approx 1$)

- **2026:** Optimum bei $1,0$ – $1,3$ kWh/kWp (10 – 13 kWh), $A \approx 50$ – 60 %, $E \approx 55$ – 70 %.
- **2030:** Optimum verschiebt sich auf $1,3$ – $1,5$ kWh/kWp, Autarkie ≈ 60 – 65 %.
- **2040:** $1,5$ – $1,7$ kWh/kWp werden wirtschaftlich vertretbar, Autarkie ≈ 60 – 70 %; darüber hinaus steigt die Autarkie und der Eigenverbrauch nur noch langsam.

15 kWp-Anlage

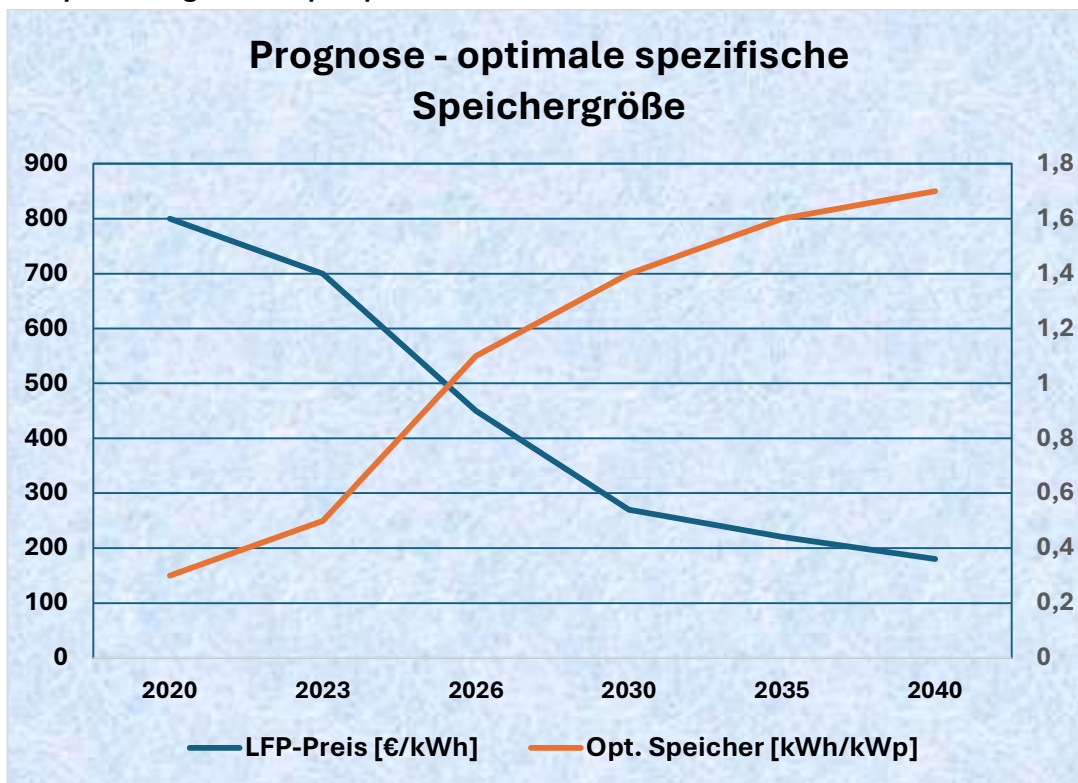
- $p > 1$ (PV größer als Last) → höhere Autarkie bereits ohne extreme Speichergrößen.
- **2026:** $1,0$ – $1,3$ kWh/kWp (15 – 20 kWh) liefern $A \approx 55$ – 65 %.
- **2030–2040:** $1,5$ – $1,8$ kWh/kWp führen zu $A \approx 65$ – 72 %, aber die zusätzliche Eigenverbrauchssteigerung ist begrenzt (mehr Überschuss im Sommer).

20 kWp-Anlage

- **Deutlich überdimensionierte PV ($p \gg 1$)** → hohe Autarkie aber sinkende Eigenverbrauchsquote.
- Selbst mit $1,0$ – $1,3$ kWh/kWp Speicher werden Autarkien >60 % erreicht; mehr Speicher erhöht Autarkie Richtung 70 – 75 %, aber die Kosten pro zusätzlich vermiedener kWh Netzstrom steigen stark.

23. Optimum der Batteriespeichergröße für 10 kWp-PV-Anlage

Abbildung 9-2: Prognose - wirtschaftlich optimale Speichergröße (kWh/kWp) für ein typisches EFH mit 10 kWp PV-Anlage Wärmepumpe und E-Auto bis 2040



24. Entscheidungshilfen für unterschiedliche PV-Größen

Aus Sicht eines Hausbesitzers lassen sich folgende einfache Entscheidungsregeln ableiten:

PV 5 kWp (nur Haushalt oder kleiner WP-Anteil):

- **2026:** Speicher 5–7,5 kWh ($\approx 1,0$ – $1,5$ kWh/kWp) ist Obergrenze; größere Speicher liefern wenig zusätzlichen Nutzen.
- **2030+:** Speicher bis ~ 10 kWh sind ökonomisch nicht völlig abwegig, bleiben aber eher Autarkie- als Renditeprojekte.

PV 10 kWp (typisches EFH mit WP+BEV):

- **Heute:** 10–13 kWh ($1,0$ – $1,3$ kWh/kWp) sind wirtschaftlich optimal.
- **2030:** 13–15 kWh ($1,3$ – $1,5$ kWh/kWp) werden bei weiter sinkenden LFP-Kosten attraktiv.
- **2040:** Bis ~ 17 kWh ($1,7$ kWh/kWp) sind vertretbar, darüber hinaus spricht primär der Wunsch nach sehr hoher Autarkie.

PV 15–20 kWp (große Dächer, hoher Verbrauch):

- **2026:** $1,0$ – $1,3$ kWh/kWp reichen i. d.R., um ≈ 55 – 65 % (15 kWp) bzw. 60 – 70 % (20 kWp) zu erreichen.
- **2030–2040:** $1,3$ – $1,7$ kWh/kWp erhöhen Autarkie Richtung 65 – 75 %, sind aber energetisch stärker von Sommerüberschüssen geprägt; wirtschaftlicher Zusatznutzen nimmt deutlich ab.

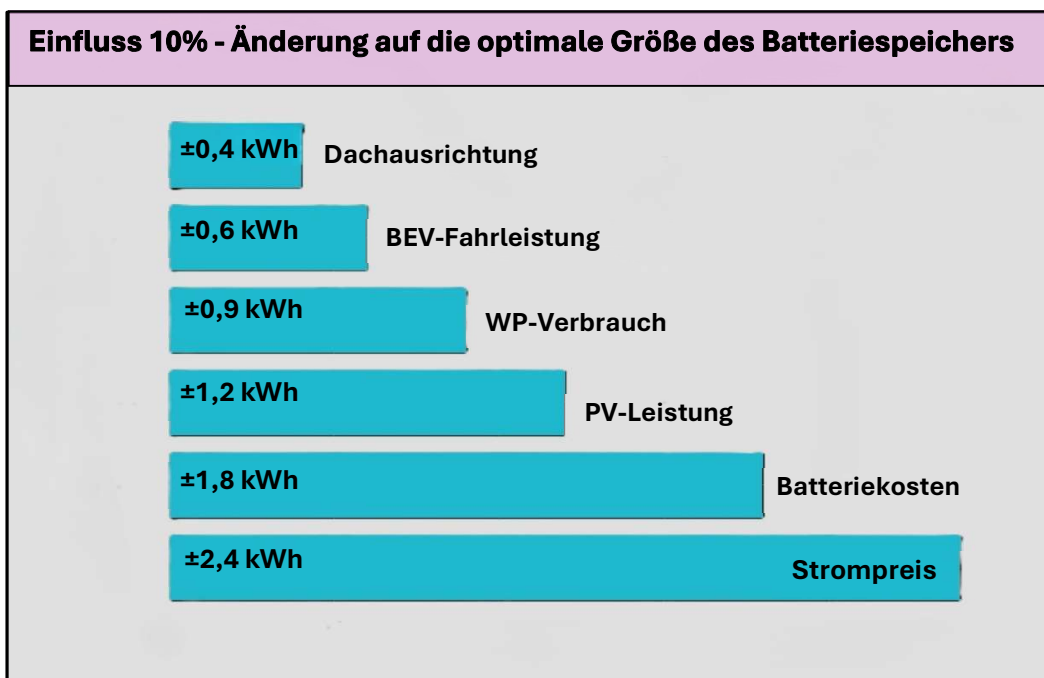
25. Sensitivitäten und Unsicherheiten

Monte-Carlo-Auswertung (10 kWp Süd, BEV 15.000 km, WP 3.500 kWh):

- Median optimaler Speicher: ~11,2 kWh
 - 5.-Perzentil: 8,7 kWh
 - 95.-Perzentil: 14,1 kWh
- **Robuste Empfehlung: 10–12,5 kWh**

Tornado-Diagramm (Änderung Optimum bei ±10%):

1. Strompreis: ±2,4 kWh
2. Batteriekosten: ±1,8 kWh
3. PV-Leistung: ±1,2 kWh
4. WP-Verbrauch: ±0,9 kWh
5. BEV-Fahrleistung: ±0,6 kWh
6. Dachausrichtung: ±0,4 kWh



Interpretation:

- Strompreis und Batteriekosten dominieren die Wirtschaftlichkeit
- 10 % Strompreissteigerung verschiebt Optimum um ~2 kWh nach oben
- 10 % Batterieverteuerung verschiebt Optimum um ~2 kWh nach unten
- PV-Leistung und Wärmepumpe haben moderaten Einfluss
- BEV und Dachausrichtung beeinflussen Optimum am wenigsten

Diese Ergebnisse decken sich mit Literaturanalysen, die Strompreis und Speicherkosten als zentrale Hebel identifizieren [13] [14] [9].

Querverweis. Tarifszenarien, Spreads und Wechselstrategien: Studie A Kap. 3.1 bis 3.5. Bewertung: Anhang A, Tab. A.2 und A.4. Harmonisierte Preisbasis 2026: Dachpapier § 4.

26. Amortisationszeiten bei aktuellen Strompreisen

(Bestands- / Neukunden)

Siehe ausführliche Herleitung oben – kurz zusammengefasst:

- Bestandskunden (0,35 €/kWh): PV+Speicher amortisiert sich in **~8–10 Jahren**
- Neukunden (0,25-0,27 €/kWh): Amortisation **~10–12 Jahre**

Durch die gefallenen Speicherpreise (400–500 €/kWh) werden Amortisationszeiten trotz niedrigerer Strompreise - und der damit geringerer Einsparungen / kWh - auf einem attraktiven Niveau gehalten.

Ampelbewertung unterschiedlicher Konfigurationen

Basierend auf NPV-Analyse und Amortisationszeiten unter Referenzbedingungen (Strompreis 0,35 €/kWh, Batteriepreis 470 €/kWh):

● **Wirtschaftlich sinnvoll**

- 10–15 kWp PV (Süd/Ost-West) mit 1,0–1,5 kWh/kWp Speicher bei WP+BEV, Strompreis $\geq 0,30$ €/kWh
- Bei WP+BEV hohe Kostenersparnis bei steigenden Strompreisen durch PV-optimiertes Laden
- LFP-Speicher mit hoher Zyklenzahl (>8.000 - 10.000), niedriger Degradation ($<20\%$ nach 10 Betriebsjahren) und niedrigen Standby- und Teillast-Verlusten ($<25\%$)

● **Grenzwertig**

- 0,5–1,0 kWh/kWp Speicher bei reinem Haushaltsstrom ohne WP/BEV und sehr günstigen Neukundentarifen ($\sim 0,25$ - $0,27$ €/kWh). Bei $<0,5$ kWh/kWp begrenzter Autarkiegewinn
- Günstige LFP-Speicher mit nur moderater Garantie (z. B. 3.000-6.000 Zyklen) höherer Degradation ($>20\%$ nach 10 Betriebsjahren) und höheren Standby- und Teillastverlusten ($>30\%$)

● **Nicht sinnvoll**

- Speicher deutlich $>1,8$ kWh/kWp, extreme Überdimensionierung mit <150 Zyklen/Jahr bei reiner Haushaltslast und moderaten bis niedrigen Strompreisen oder bei Passivhäusern mit niedrigem WP-Stromverbrauch, schlechter Auslastung aufgrund ungünstiger zeitlicher Verbrauchsprofile
- Systeme mit hohen spez. Kosten ($>> 600$ €/kWh) und niedriger garantierter Zyklenzahl (≤ 6.000), hoher Degradation ($> 60\%$ nach 10 Betriebsjahren), hohen Standby- und Teillastverlusten ($> 40\%$), Amortisation > 20 Jahre

27. Vergleich mit wissenschaftlicher Literatur (inkl. Preisentwicklung)

Die aktualisierte Studie bestätigt im Wesentlichen frühere Ergebnisse (HTW, Fraunhofer, Agora) und ergänzt sie um aktuelle Marktpreise 2026:

- **HTW/Weniger et al.:** Optimum bei etwa 1 kWh Speicher pro 1 kWp (bzw. MWh) und deutliche Sättigung der Autarkie bei $>1,5$ kWh/kWp.
- **Fraunhofer ISE:** Marktübliche Dimensionierung $\sim 1:1$ (kWp/kWh), sinkende Speicherpreise und hoher Stellenwert von WP+PV+Speicher-Kombinationen
- **Agora:** PV-Only hat bei niedrigen Strompreisen höchste Rendite; Speicher gewinnen an Bedeutung mit hohem Verbrauch, steigenden Preisen und durch Flexibilitätsnutzen

Ausblick:

Bei den aktuellen und weiterhin sinkenden Marktpreisen (<400 – 500 €/kWh) verschieben sich die wirtschaftlichen Optima jedoch eher nach oben (hin zu 1,5 kWh/kWp), ohne grundsätzliche Erkenntnisse zu ändern. Aktuell niedrige und weiter sinkende PV-Systemkosten erhöhen die Wirtschaftlichkeit noch weiter und erhöhen die ohnehin schon gute Rentabilität auch ohne zukünftige Einspeisevergütung.

28. „Top 10 Erkenntnisse“

1. Wirtschaftlich sinnvolle Heimspeichergößen liegen 2026 bei etwa 1–1,5 kWh je kWp PV, insbesondere in EFH mit Wärmepumpe und BEV; die detaillierte Herleitung erfolgt in Kapitel 4.5, 6.2 und 9.5.
2. Speichergößen deutlich über 1,8 kWh/kWp liefern nur noch geringe zusätzliche Autarkiegewinne bei stark steigenden Kosten pro vermiedener kWh Netzstrom und sind daher in der Regel nur bei explizitem Autarkiefokus sinnvoll (vgl. 4.5, 6.2 und 9.6)
3. Ein BEV erhöht den optimalen Speicherbedarf typischerweise um etwa 20–30 %, insbesondere bei überwiegendem Abendladen; durch PV optimiertes Laden am Tag lässt sich der Eigenverbrauch zusätzlich steigern (vgl. 4.2 (BEV), 6.2 und 7)
4. Wärmepumpen steigern den Nutzen von PV Speichersystemen deutlich; in gut sanierten Gebäuden sind Autarkiequoten von rund 50–60 % und Eigenverbrauchsquoten von etwa 55–70 % realistisch, während unsanierte Bestandsgebäude typischerweise darunter liegen (vgl. 4.3 (WP) und 7)
5. Ost West Dächer ermöglichen bei gleichem Verbrauch im Vergleich zu Südanlagen häufig etwa 10–15 % kleinere Speicher, da die zeitliche Erzeugungsverteilung besser zum Lastprofil passt; gleichzeitig sinkt der spezifische Jahresertrag um etwa 10–11 % (vgl. 3 (PV-Systemvarianten), 6.1 und 6.2)
6. Strompreis und Batteriekosten sind die dominierenden Einflussfaktoren auf die wirtschaftlich optimale Speichergöße; Änderungen dieser Parameter verschieben das Optimum stärker als moderate Variationen von PV Leistung, Wärmepumpen oder BEV Verbrauch (vgl. 5.2, 5.3, 5.4 und 8)
7. Reine PV Anlagen (ohne Speicher) erzielen bei reinem Haushaltsstrom und sehr günstigen Stromtarifen zwar häufig die höchsten Renditen, doch in Konfigurationen mit Wärmepumpe und BEV ist eine Kombination aus PV und Speicher in vielen Fällen wirtschaftlich attraktiver (vgl. 6.2, 7 und 8)
8. Die Lebenszykluskosten effizienter LFP Heimspeicher liegen – je nach System und Auslastung – im Bereich von etwa 4–8 ct/kWh gespeicherter Energie und damit deutlich unter aktuellen Haushaltsstrompreisen (vgl. 4.5, 5.1 und 5.2)
9. Standby und Teillastverluste der Systeme sind für die Gesamtbilanz relevant: Eigenverbräuche von 20–50 W können zu Verlusten von etwa 180–450 kWh pro Jahr führen; schlechte Teillastwirkungsgrade können vermeintliche Preisvorteile günstiger Speicher vollständig kompensieren (vgl. 4.5, 5.1 und 9)
10. Systemkombinationen aus PV, Wärmepumpe, BEV und Speicher (mit etwa 1,0–1,5 kWh/kWp) ermöglichen je nach Verbrauchsprofil und PV Auslegung Autarkiequoten von rund 50–60 % und Eigenverbrauchsquoten von etwa 55–70 %; dynamische Amortisationszeiten liegen typischerweise im Bereich von etwa 8–12 Jahren (vgl. 6.2, 7, 8 und 9.8)

Querverweis. Für Anbietermodelle (VPP, sonnenFlat, Heartbeat AI, Enpal) siehe Studie A Kap. 4 und 4.5 sowie Anhang A, Tab. A.7.

29. Praxisempfehlungen

Für ein typisches deutsches Einfamilienhaus mit:

- Haushaltsstrom: 3 500 - 4 000 kWh/a
- Wärmepumpe: 3 500–4 500 kWh/a
- BEV: 15 000–20 000 kWh/a (2 700–3 600 kWh/a)

empfiehlt sich 2026:

- PV: 12–15 kWp (Süd oder Ost-West)
- Speicher: 12,5–18 kWh (\approx 1,0–1,2 kWh/kWp)
- Technologie: LFP-Speicher mit > 8.000 garantierten Voll-Zyklen und DC-Hybridwechselrichter

30. Erwartete Kennzahlen für typische EFH-Konfigurationen

Für typische Einfamilienhäuser mit Haushaltsstrom, Wärmepumpe und einem Elektrofahrzeug ergeben sich bei sinnvoll dimensionierten Systemen (ca. 10–15 kWp PV und 10–15 kWh nutzbare Speicherkapazität) realistische Autarkiequoten im Bereich von etwa 50–60 %. Die Eigenverbrauchsquoten liegen in diesen Konfigurationen typischerweise zwischen rund 55 und 70 %, sofern eine grundsätzliche zeitliche Anpassung der großen Verbraucher (WP, BEVLadung) an die PV-erzeugungszeiten erfolgt (vgl. Kapitel 7).--

Bei reinem Haushaltsstrom ohne große elektrische Zusatzlasten (nur HH-Last) und moderat dimensionierten Anlagen (z. B. etwa 7–10 kWp PV mit 5–10 kWh Speicher) sind Autarkiequoten von etwa 40–55 % und Eigenverbrauchsquoten von etwa 40–60 % zu erwarten. Stärker überdimensionierte PV-Anlagen erhöhen zwar die Autarkie, senken aber die Eigenverbrauchsquote deutlich, da ein größerer Anteil der Erzeugung als Überschuss ins Netz eingespeist wird (vgl. Kapitel 6.2 und 7).

Ost-West-Dachanlagen erzielen bei hohem Verbrauch über den Tag häufig höhere Eigenverbrauchsquoten als vergleichbare Südanlagen, da die Erzeugung zeitlich besser mit der Last übereinstimmt. Gleichzeitig ist der spezifische Jahresertrag um etwa 10–11 % geringer, sodass die Autarkie bei gleicher Anlagengröße tendenziell etwas niedriger ausfällt; in der Praxis können Speicher bei Ost-West-Konfigurationen oft um etwa 10–15 % kleiner dimensioniert werden (vgl. Kapitel 3, 6.1 und 6.2).

Die in diesem Kapitel genannten Kennzahlen sind als praxisnahe Orientierungswerte zu verstehen und basieren auf den detaillierten Simulationen und der HTW-Methodik mit normierten Kenngrößen p und s (vgl. Kapitel 7). Für konkrete Projekte ist eine individuelle Dimensionierung unter Berücksichtigung von Verbrauchsprofil, Dachgeometrie und Tarifstruktur dennoch sinnvoll, um das Verhältnis von Wirtschaftlichkeit, Autarkie und Eigenverbrauch optimal auszubalancieren.

31. Kostenoptimierung Speicher-Installation, Speicherauswahl

Wesentliche Empfehlungen:

- Angebote immer in €/kWp (PV) und €/kWh (Speicher inkl. Montage) normieren, um Vergleichbarkeit herzustellen; Zielbereiche: 1.100–1.400 €/kWp und 300–500 €/kWh
- LFP-Speicher mit guter Garantie (10 Jahre, 10.000 Zyklen, >3 MWh Durchsatz bei 80% Restkapazität)
- Teillast- und Standby-Verluste minimieren: hochwertige Systeme mit niedrigem „Eigenverbrauch“ (Wechselrichter + Speicher + BMS) wählen

Querverweis. Zweite Preisschiene über § 14a EnWG für WP/BEV-Haushalte: Studie A Kap. 5.5 und Anhang A, Tab. A.6. LCOS-Rahmen und Degradation: Grundlagenkapitel § 4. Gesamtübersicht der Querverweise: BNS_Querverweise_Studien-Grundlagen-AnhangA_2026.

32. Fazit

Die aktualisierte techno-ökonomische Analyse bestätigt die wesentlichen Aussagen der ursprünglichen Studie und der wissenschaftlichen Literatur, zeigt jedoch, dass die deutlich gesunkenen Speicherpreise 2026 zu klar besseren wirtschaftlichen Ergebnissen führen.

Die frühere Preisspanne von 600–900 €/kWh ist nicht mehr repräsentativ; realistische Endkundenpreise liegen (Stand 01/2026) bei 400–500 €/kWh (Einkauf Installateure ca. 250–300 €/kWh plus Aufschlag). Dadurch ergeben sich Amortisationszeiten von 8–12 Jahren und wirtschaftlich sinnvolle Speichergrößen im Bereich 1,0–1,5 kWh/kWp für Systeme mit WP und BEV.

Die Faustregel „1 kWh Speicher pro 1 kWp PV“ bleibt gültig und kann um die Erkenntnis ergänzt werden, dass in Systemen mit hoher Last (WP, BEV) bis etwa 1,5 kWh/kWp ökonomisch vertretbar sind.

33. Zusammenfassung

Die Studie basiert auf Basis stündlicher Simulationen, Monte-Carlo-Berechnungen und aktualisierter Marktpreise (01/2026) die optimale Dimensionierung von Batteriespeichern für PV-Anlagen in deutschen Einfamilienhäusern. Berücksichtigt werden typische Verbrauchskombinationen aus Haushaltsstrom, Elektromobilität, Wärmepumpenheizung und moderater Klimatisierung.

Wesentliche Ergebnisse zur Dimensionierung zeigen, dass sich wirtschaftlich sinnvolle Speichergrößen in Konfigurationen mit Wärmepumpe und BEV überwiegend im Bereich von etwa 1,0–1,5 kWh je kWp PV bewegen, während bei reinem Haushaltsstrom ohne große elektrische Zusatzlasten typischerweise 0,7–1,0 kWh/kWp ausreichend sind (vgl. 4.5 und 6.2). Diese Bandbreiten sind mit den in der Literatur etablierten Faustregeln und den HTW-Referenzstudien konsistent.

Die zugrunde gelegten Preisannahmen für das Jahr 2026 liegen bei Endkunden-Speicherpreisen von rund 400–500 €/kWh (auf Basis von Großhandelskonditionen von etwa 250–300 €/kWh) sowie Strompreisen von etwa 0,25 €/kWh für Neukunden und 0,31–0,40 €/kWh für Bestandskunden (vgl. 5.2). Unter diesen Bedingungen ergeben sich für wirtschaftlich dimensionierte PV-Speichersysteme dynamische Amortisationszeiten im Bereich von ungefähr 8–12 Jahren, abhängig von Verbrauchsprofil, Anlagengröße und Tarifstruktur (vgl. 8 und 9.8).

Für realistische Systemkonfigurationen in Einfamilienhäusern mit Haushaltsstrom, Wärmepumpe und BEV resultieren bei etwa 10–15 kWp PV und 10–15 kWh Speicher Autarkiequoten von rund 50–60 % sowie Eigenverbrauchsquoten von etwa 55–70 %; höhere Autarkiewerte bleiben in der Regel auf Kombinationen mit sehr großer PV-Leistung, exzellenter Gebäudedämmung und konsequentem Lastmanagement beschränkt (vgl. 7 und 8).

Die Ergebnisse stimmen im Wesentlichen mit den Studien von HTW Berlin, Fraunhofer ISE und Agora Energiewende überein und ergänzen diese um ein aktualisiertes Bild der Preis- und Wirtschaftlichkeitsentwicklung für das Jahr 2026. Sie bieten damit belastbare Orientierung für Hausbesitzer, Installateure, Energieberater und Entscheidungsträger, um PV-Speichersysteme technisch und ökonomisch sinnvoll zu dimensionieren.

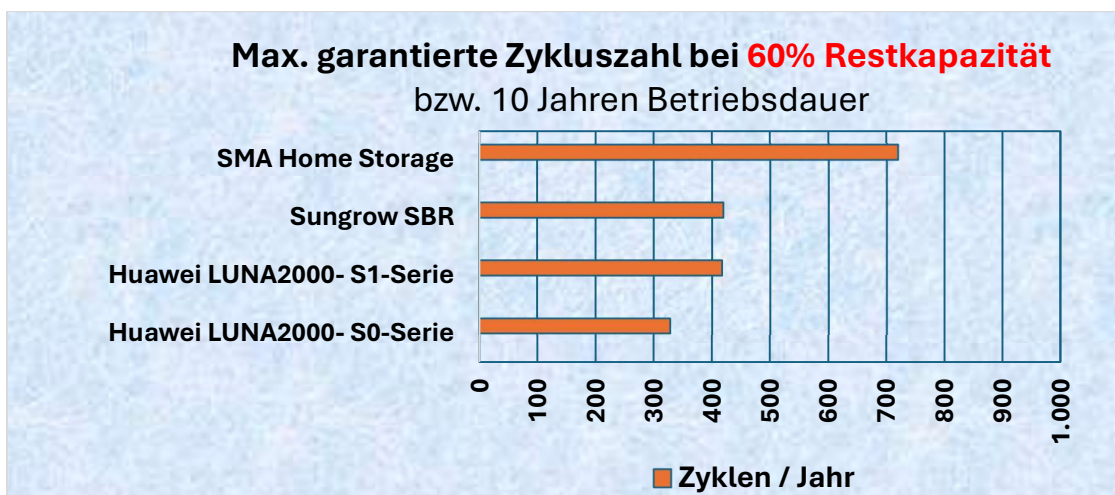
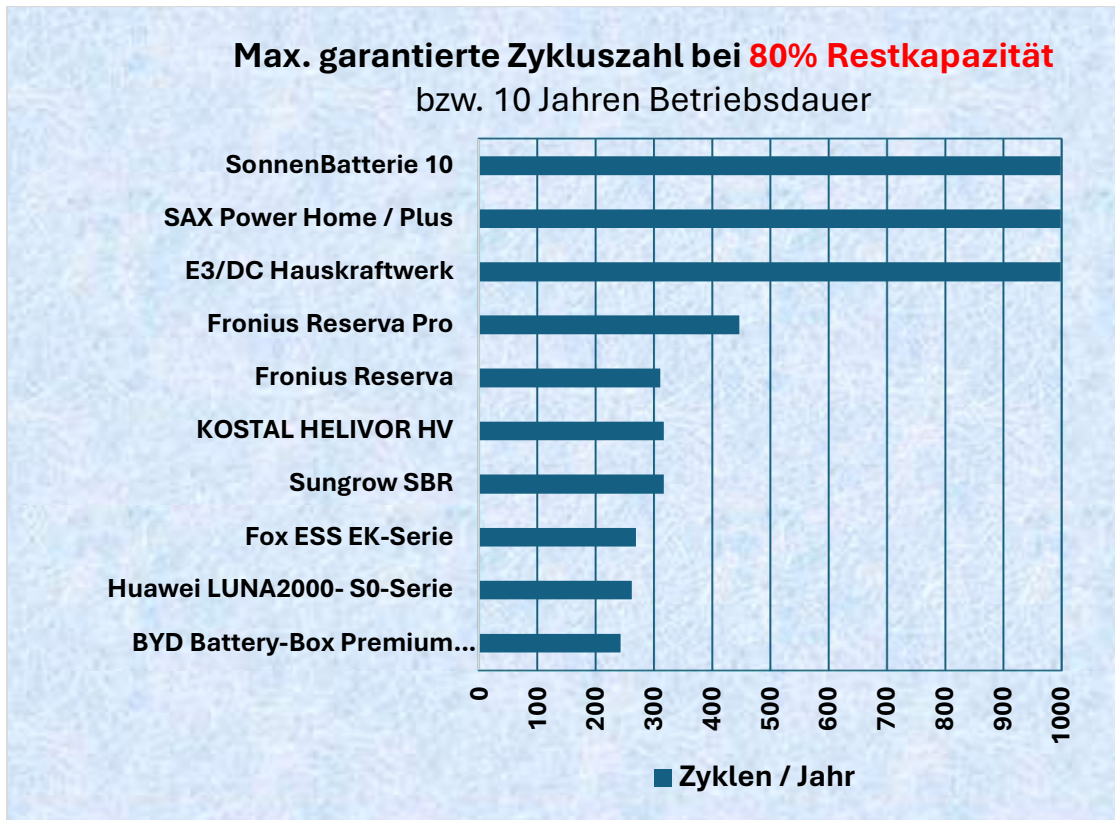
34. Literaturverzeichnis

1. Weniger, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2013). Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. HTW Berlin. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/>
2. Tjaden, T., Weniger, J., Bergner, J., & Quaschnig, V. (2014). Individuelle Autarkie. HTW Berlin. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/publikationen/>
3. HTW Berlin (2025). Unabhängigkeitsrechner. HTW Berlin. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/rechner/unabhaengigkeitsrechner/>
4. 1KOMMA5° (2025). PV-Ertrag: Tabellen mit aktuellen Zahlen für 2026. 1KOMMA5°. Verfügbar unter: <https://1komma5.com/de/solaranlage/ertrag-pv-anlage/>
5. Febesol (2024). Wie viel Strom produziert eine 10 kWp Photovoltaikanlage am Tag? Febesol. Verfügbar unter: <https://febesol.de/magazin/>
6. 42watt (2026). PV-Anlage Ost-West-Ausrichtung. 42watt. Verfügbar unter: <https://www.42watt.de/magazin/pv-anlage-ost-west-ausrichtung>
7. Verbraucherzentrale (2025). Solarstrom für Wärmepumpen: Vollkommene Autarkie? Verbraucherzentrale. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.sh/>
8. Photovoltaik.info (2025). PV-Anlage mit Wärmepumpe & E-Auto: So rechnet es sich. Photovoltaik.info. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik.info/>
9. Photovoltaik.info (2025). Speicher für Ost-West-Anlagen: Die richtige Größe finden. Photovoltaik.info. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik.info/>
10. enerix (2025). Ratgeber Ost-West-Ausrichtung PV: Top für Eigenverbrauch. enerix. Verfügbar unter: <https://www.enerix.de/>
11. Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz (2024). Autark Heizen mit Wärmepumpe, PV-Anlage und Stromspeicher? Verbraucherzentrale RLP. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/>
12. Weniger, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2014). Economics of Residential PV-Battery Systems in the Self-Consumption Market. HTW Berlin / Konferenzbeitrag. (URL je nach Veröffentlichungsort, z. B. über HTW-Publikationsserver abrufbar.)
13. Weniger, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2013). Sizing and Grid Integration of Residential PV-Battery Systems. HTW Berlin. (Abrufbar über HTW-Publikationen bzw. Konferenzband.)
14. Fraunhofer ISE (2024). Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/>
15. Fraunhofer ISE (2024). Photovoltaik- und Batteriespeicherezubau in Deutschland in Zahlen. Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/>
16. JRC / PVGIS (2024). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Joint Research Centre der Europäischen Kommission. Verfügbar unter: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis_en
17. European Commission JRC (2024). PVGIS 5.3 Solar Panel Calculator. Joint Research Centre. Verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Literaturverzeichnis (Fortsetzung)

18. Fraunhofer ISE (2025). Impact of HP, CHP, PV and EVs on households' electric load profiles. Fraunhofer ISE. (Abrufbar über Fraunhofer-Publikationen / Projektberichte.)
19. Fischer, D., et al. (2022). Dataset on electrical single-family house and heat pump load profiles in Germany. Datensatz / Fachpublikation. (Abrufbar über Verlags-/Datenserver, z. B. Elsevier Data.)
20. Agora Energiewende (2016/2024). Eigenversorgung aus Solaranlagen – Analyse. Agora Energiewende. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/>
21. Agora Energiewende (2015). Flexibilität durch Elektromobilität und Wärmepumpen. Agora Energiewende. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/>
22. PV Magazine (2014/2015). Agora-Speicherstudie: Eine kurze Analyse. PV Magazine. Verfügbar über: <https://www.pv-magazine.de/>
23. PV Magazine (2026). Stromspeicher-Inspektion – Ergebnisse und Bewertung. PV Magazine / HTW-Kooperation. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/>
24. Fraunhofer ISE (2025). Self-Consumption of Solar Power is Rising Sharply in Germany – Heat pump-PV combos. Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/>
25. Fraunhofer ISE (2025). Heat Pump Field Trial in New Single Family Houses. Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/>
26. Energie-Experten.org (2026). Stromspeicher-Preise 2026: Entwicklung & Vergleich. Energie-Experten.org. Verfügbar unter: <https://www.energie-experten.org/>
27. EcoFlow (2026). Stromspeicher Kosten 2026: Preise, Erträge und Amortisationszeit. EcoFlow. Verfügbar unter: <https://ecoflow.com/> (deutscher Ratgeberbereich).
28. Fraunhofer ISE (2024). Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/>
29. Verivox (2026). Strompreise und Strompreisentwicklung 2026. Verivox. Verfügbar unter: <https://www.verivox.de/>
30. Wechselpilot (2026). Entwicklung der Strompreise 2026. Wechselpilot. Verfügbar unter: <https://www.wechselpilot.com/>
31. BDEW (2026). Strompreisanalyse Januar 2026. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/>
32. HTW Berlin (2026). Stromspeicher-Inspektion 2026: System Performance Index für Heimspeicher. HTW Berlin. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/publikationen/>

35. Anhang 1: Garantierte Zykluszahl (Herstellerangaben)



Anhang 2: Garantieübersicht Batteriespeicher nach Herstellerangaben (2026)

Garantiedauer, Zykluszahlen, Durchsatz, Restkapazität nach der Garantiezeit

| Hersteller / System | Garantiedauer | Zykluszahl | Garantierter max. Durchsatz | Restkapazität |
|--|---|-------------------------------|--|--|
| BYD Battery-Box Premium HVS/HVM | 10 Jahre, im Extremfall nur anteilige Gutschrift vom akt. Marktwert | Begrenzung nur über Durchsatz | 2,44 MWh/kWh (80%) 244 Zyklen/a | ≥80 % der Nennkapazität nach 10 Jahren oder Erreichen des maximalen Durchsatzes |
| Huawei LUNA2000-S0-Serie | 10 Jahre | Begrenzung nur über Durchsatz | 2,63 MWh/kWh (80%) 263 Zyklen/a 3,29 MWh/kWh (60%) 329 Zyklen/a | ≥60% bzw. 80 % der Nennkapazität nach 10 Jahren oder Erreichen des max. Durchsatzes |
| Huawei LUNA2000-S1-Serie | 5 Jahre / 15 Jahre (Huawei PV-Cloud) | Begrenzung nur über Durchsatz | 4,18 MWh/kWh (60%) 418 Zyklen/a | ≥60% der Nennkapazität nach 5/15 Jahren oder Erreichen des maximalen Durchsatzes |
| Fox ESS EK-Serie | 10 Jahre | Begrenzung nur über Durchsatz | ≥2,7 MWh/kWh (80%) 270 Zyklen/a | ≥80% der Nennkapazität nach 10 Jahren oder Erreichen des maximalen Durchsatzes |
| Sungrow SBR | 10 Jahre | Begrenzung nur über Durchsatz | 2,65 MWh/kWh (80%) 318 Zyklen/a 4,20 MWh/kWh (60%) 420 Zyklen/a | ≥60% bzw. ≥80 % der Nennkapazität nach 10 Jahren oder Erreichen des max. Durchsatzes |
| SMA Home Storage | 10 Jahre | Begrenzung nur über Durchsatz | 7,2MWh/kWh (60%) 720 Zyklen/a | ≥60 % Restkapazität; Performance-Garantie für 24 Monate nach Erreichen der Schwelle |
| KOSTAL HELIVOR HV | 10 Jahre | Begrenzung nur über Durchsatz | 3,18 MWh/kWh 318 Zyklen/a | ≥80 % der Nennkapazität nach 10 Jahren oder Erreichen des maximalen Durchsatzes |
| Fronius Reserva | bis 10 Jahre | Begrenzung nur über Durchsatz | 3,12 MWh/kWh 312 Zyklen/a „Pro“: 4,48MWh/kWh 448 Zyklen/a | ≥80% der Nennkapazität nach 10 Jahren oder Erreichen des maximalen Durchsatzes |
| E3/DC Hauskraftwerk | 10 Jahre | keine Zyklusbegrenzung | Keine Einschränkung des Durchsatzes | ≥80 % nach 10 Jahren |
| SAX Power Home / Plus | 10 Jahre | ≥10.000 Voll-Zyklen | Keine Einschränkung auf Durchsatz = 1.000 Zyklen/a ≈ 10MWh/kWh | ≥80 % nach 10 Jahren oder 10.000 Zyklen |
| SonnenBatterie 10 | 10 Jahre | ≥10.000 Voll-Zyklen | Keine Einschränkung auf Durchsatz = 1.000 Zyklen/a ≈ 10MWh/kWh | ≥80 % nach 10 Jahren bzw. 10.000 Zyklen |