

Studien Batteriespeichersysteme

- Gemeinsames Grundlagenkapitel -

PV · Batteriespeicher · HTW-Kennzahlen · LCOS · Autarkie · Eigenverbrauch

Referenzdokument zu den BNS-Einzelstudien:

A (Effizienz & dynamische Stromtarife) und

B (Techno-ökonomische Analyse für EFH)

Autor: **Ralf Jacoby** BürgerNetzwerkSolar · Stand: April 2026

Zweck und Nutzung

Dieses Kapitel bündelt die gemeinsamen methodischen Grundlagen beider BNS-Einzelstudien. Es liefert konsistente Definitionen, Wertebereiche und Kennzahlen, damit Studie A (Effizienz & dyn. Tarife) und Studie B (Techno-ökon. Analyse EFH) frei von Doppelungen bleiben und widerspruchsfrei miteinander verwendet werden können. Alle Werte sind auf das Bezugsjahr 2026 harmonisiert.

Die Einzelstudien verweisen an den einschlägigen Stellen auf die hier definierten §-Kapitel; Querverweise sind im zugehörigen Dachpapier § 5 dokumentiert.

§ 1 Normierte Kennzahlen nach HTW Berlin (p, s)

Die HTW Berlin normiert Anlagen, um PV-Speicher-Systeme unabhängig von der absoluten Größe vergleichen zu können. Beide BNS-Studien verwenden diese Normierung.

Definition

- $p = \text{PV-Nennleistung [kWp]} / \text{Jahresverbrauch [MWh]}$
beschreibt, wie stark die PV-Anlage die Jahreslast abdeckt.
- $s = \text{nutzbare Speicherkapazität [kWh]} / \text{Jahresverbrauch [MWh]}$
beschreibt die relative Speichergröße.

Typische Interpretation

Bereich	Interpretation	Erwartete Wirkung
$p < 1$	PV kleiner als Jahresverbrauch	Niedrige Autarkie, hohe Eigenverbrauchsquote möglich
$p \approx 1$	PV auf Verbrauch dimensioniert	Ausgewogene A- und E-Werte
$p > 1,5$	PV überdimensioniert	Hohe Autarkie, Eigenverbrauchsquote sinkt
$s < 0,8$	Speicher deckt < 1 Tagesbedarf	Begrenzte Autarkiewirkung
$s \approx 1,0-1,3$	Wirtschaftlich empfohlener Korridor	Gute Balance Autarkie/Wirtschaftlichkeit
$s > 1,8$	Speicher überdimensioniert	Zusatznutzen gering, Kosten/kWh steigen

Zwei Rechenbeispiele zur Veranschaulichung:

- 10 kWp PV + 10 kWh Speicher bei 4 000 kWh Jahresverbrauch → $p = 2,5$; $s = 2,5$ (PV und Speicher stark überdimensioniert).
- 12,5 kWp PV + 12,5 kWh Speicher bei 9 500 kWh Jahresverbrauch → $p \approx 1,3$; $s \approx 1,3$ (gut dimensioniertes EFH mit WP + BEV).

§ 2 Teillastwirkungsgrade nach HTW Stromspeicher-Inspektion

Die HTW-Stromspeicher-Inspektion 2025/2026 weist für aktuelle AC-Heimspeichersysteme Volllastwirkungsgrade von 95–98 % aus. Entscheidend für die Praxis sind jedoch die Teillastwirkungsgrade im Bereich der typischen Haushaltslasten (100–500 W), da Haushalte in diesem Fenster den überwiegenden Teil des Tages verbringen.

Lastbereich	AC-Systemwirkungsgrad (Mittelwert)	Bemerkung
100 W	≈ 57 %	Grundlast / Standby-dominant; hohe Umwandlungsverluste
200 W	≈ 78 %	Typische Nachtlast mit Kühlschrank / Router
300 W	≈ 84 %	Gemischte Last
500 W	≈ 88 %	Höhere Last durch Kochen / Waschmaschine
Volllast	≈ 91–95 %	Nur in Spitzenzeiten relevant

Konsequenzen für die Bewertung:

- Datenblatt-Wirkungsgrade sind für Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu optimistisch; jede Arbitrage-Betrachtung muss mit dem lastabhängigen Wirkungsgrad erfolgen.
- Der „Systemwirkungsgrad“ im Jahresbetrieb liegt realistisch bei 75–85 % und damit deutlich unter den 92–95 % DC-Round-trip.
- Standby-Verbräuche von 20–50 W führen über das Jahr zu Verlusten von 180–450 kWh, die vermeintliche Vorteile günstiger Speicher vollständig aufzehren können.

Verweise: Anhang A von Studie A – Tab. A.1 (Systemwirkungsgrad als Einflussfaktor) und Tab. A.5 (Strukturelle Limitierungen, Lastprofil). Studie A Kap. 2.4 und 5.1, Studie B Kap. 4.5.

§ 3 Autarkie- und Eigenverbrauchsquote

Definitionen

- Autarkiequote $A = (\text{Gesamtverbrauch} - \text{Netzbezug}) / \text{Gesamtverbrauch}$ — misst die Unabhängigkeit vom öffentlichen Netz.
- Eigenverbrauchsquote $E = (\text{PV-Eigenverbrauch direkt} + \text{aus Speicher}) / \text{PV-Jahreserzeugung}$ — misst, welcher Anteil der eigenen Erzeugung selbst genutzt wird.

A und E sind strukturell entgegengesetzte Kennzahlen: mit wachsender PV steigt A, während E sinkt. Mit wachsendem Speicher steigen beide bis etwa $s \approx 1,0$ – $1,3$, danach flacht der Zuwachs stark ab.

Typische Bänder (EFH, Deutschland, Süd-/Ost-West-Dach)

Konfiguration	Autarkie A	Eigenverbrauch E
10 kWp Süd, kein Speicher, nur HH	≈ 40 %	≈ 35 %
10 kWp Süd, 10 kWh Speicher, nur HH	≈ 70 %	≈ 32 %
10 kWp Süd, 12,5 kWh Speicher, HH + WP + BEV	≈ 52 %	≈ 60 %
25 kWp Süd, 20 kWh Speicher, hoher Verbrauch	≈ 62 %	≈ 37 %
10 kWp Ost-West, 10 kWh Speicher, hoher Verbrauch	≈ 42 %	≈ 70 %

Typischer EFH-Erwartungswert mit WP + BEV bei $s \approx 1,0-1,3$: $A = 50-60 \%$, $E = 55-70 \%$. Werte $> 70 \%$ Autarkie und $> 70 \%$ Eigenverbrauch gleichzeitig sind nur in Sonderkonstellationen (exzellente Dämmung, konsequentes Lastmanagement, Ost-West-Ertragsverteilung) erreichbar.

Häufige Fehler bei der Interpretation

- Verwechslung von Autarkie und Eigenverbrauch – Anbieter werben mit „70 % Eigenverbrauch“ und meinen tatsächlich Autarkie; das ist ein Unterschied von bis zu 40 Prozentpunkten.
- Optimistische Gleichzeitigkeit – hohe A und hohe E zusammen sind bei $p > 1$ physikalisch nicht gleichzeitig maximal erreichbar.
- Winterlücke ignoriert – der PV-Ertrag im Winter beträgt 10–20 % des Sommerertrags, die WP-Last aber das Maximum; $A > 80 \%$ ist deshalb auch mit großer PV unrealistisch.
- Dimensionierung „nach Gefühl“ ohne p und s führt zu inkonsistenten Erwartungen.

Verweise: Anhang A von Studie A – Tab. A.3 (Haushaltsparameter: Jahresverbrauch, PV-Autarkie, PV-Eigenverbrauch). Studie A Kap. 3.3, Studie B Kap. 6.2 und 7.

§ 4 Levelized Cost of Storage (LCOS)

Definition

Der LCOS normiert die Gesamtkosten eines Speichers (CAPEX + OPEX + Ladekosten) auf alle über die Lebensdauer tatsächlich entnommenen Kilowattstunden. Er gibt an, was eine gespeicherte und später wieder entnommene kWh rechnerisch kostet, und ist damit der zentrale Vergleichsmaßstab zwischen Speichern unterschiedlicher Qualität.

$$LCOS = \sum \text{diskontierte Kosten} / \sum \text{diskontierte abgegebene kWh}$$

Vereinfachte Form für erste Abschätzungen

$$LCOS \approx \text{Investitionskosten} / (\text{nutzbare Kapazität} \times \text{garantierte Zyklenzahl} \times \text{mittlerer Kapazitätsfaktor})$$

- Beispiel 5 kWh-Billigspeicher: $2\,500 \text{ €} / (5 \text{ kWh} \times 6\,000 \text{ Zyklen} \times 1,0) \approx 8,3 \text{ ct/kWh}$.
- Beispiel 10 kWh-Qualitätsspeicher: $3\,600 \text{ €} / (10 \text{ kWh} \times 10\,000 \text{ Zyklen} \times 1,0) \approx 6,0 \text{ ct/kWh}$.

Konservative Rechnung mit Degradation

In der Praxis sinkt die nutzbare Energiemenge pro Zyklus mit dem State of Health (SoH). Konservativ wird der mittlere Kapazitätsfaktor wie folgt eingesetzt:

- 80 %-SoH-Garantie → mittlerer Kapazitätsfaktor $\approx 90 \%$.
- 60 %-SoH-Garantie → mittlerer Kapazitätsfaktor $\approx 80 \%$.

Wichtiger Hinweis: Diese Studie wurde nach bestem Wissen erstellt. Das Bürgernetzwerk übernimmt keine Haftung für den Inhalt oder die Richtigkeit der darin getroffenen Aussagen.

Ladekosten (entgangene Einspeisevergütung + Systemverluste) von 8–10 ct/kWh sind additiv zu berücksichtigen. Ohne diese Korrekturen wird der LCOS regelmäßig um 3–6 ct/kWh unterschätzt.

Klassifikation nach Herstellergarantien (Stand 2026)

Klasse	Durchsatz [MWh/kWh]	Restkapazität	Realer LCOS (inkl. Ladekosten)
Low-Throughput (BYD HVS, Huawei LUNA2000-S0)	≈ 2,4–2,6	60–80 %	28–31 ct/kWh
Mid-Range+ (SMA Home Storage)	≈ 7,2	60 %	16–18 ct/kWh
High-Performance (E3/DC, SAX Power, sonnen)	≈ 10	80 %	13–15 ct/kWh
Ideale Auslastung (theoretisches Optimum)	≥ 10	≥ 80 %	4–8 ct/kWh

Annahmen: 10 kWh Kapazität, 450 €/kWh, 8–9 ct/kWh Ladekosten, 80–90 % System-Round-trip-Wirkungsgrad.

Kernbotschaft: Reale LFP-Heimspeicher liegen in der Praxis meist bei 13–18 ct/kWh LCOS, nicht bei den oft pauschal genannten 4–8 ct/kWh. Der Unterschied zwischen Garantieklassen verändert den LCOS um den Faktor 2–3 – deutlich stärker als der Anschaffungspreis allein.

Verweise: Anhang A von Studie A – Tab. A.1 (Speichertechnische Einflussfaktoren, Zyklenzahl, Qualität). Studie A Kap. 2.3 und 5.2, Studie B Kap. 5.1 und 9.

§ 5 Referenzlastprofile und Systemannahmen (2026)

Lastprofile

- Haushaltsstrom H0 (BDEW-Standardlastprofil): Morgen-Peak 6–9 Uhr, starker Abend-Peak 17–22 Uhr, reduzierte Tageslast.
- Wärmepumpe: winterdominantes Lastprofil (Nov–März), Luft-Wasser-WP mit JAZ 3,0–4,0; elektrischer Jahresbedarf 3 000–6 000 kWh.
- BEV: 18 kWh/100 km; Standardladen 18–23 Uhr (PV-Anteil 10–20 %) vs. PV-optimiertes Laden 10–16 Uhr (PV-Anteil 50–70 %).
- Klimaanlage: ~200 kWh/a (Juli–August, Nachmittag/Abend, SEER 4–5).

Referenzsysteme 2026

Konfiguration	PV	Speicher	Jahresverbrauch	Typische A / E
Kleines EFH, nur Haushaltsstrom	7–10 kWp	5–10 kWh	3 500–4 500 kWh	40–55 % / 40–60 %
EFH mit WP	10 kWp	10 kWh	≈ 8 000 kWh	≈ 50 % / 55–65 %
EFH mit WP + BEV (Referenzfall)	12–15 kWp	12,5–18 kWh	10–15 MWh	50–60 % / 55–70 %
Große Anlage, hoher Verbrauch	15–25 kWp	15–20 kWh	15–20 MWh	55–65 % / 37–55 %

Preisannahmen 2026 (harmonisiert)

- Speicher-Endkundenpreis: 400–500 €/kWh (Großhandel 250–300 €/kWh).
- PV-Endkundenpreis: ≈ 1 100–1 400 €/kWp.
- Bestandskunden-Strompreis: 31–40 ct/kWh (Referenz 35 ct/kWh).
- Neukunden-Festpreis: 25–27 ct/kWh.
- Dynamischer Durchschnittspreis: 32–36 ct/kWh (inkl. Netzentgelte, Steuern, Umlagen).
- Einspeisevergütung: 7–8 ct/kWh.
- Smart-Meter-Gateway + HEMS: ≈ 120 €/a (relevant für dyn. Tarife, Studie A).

Verweise: Anhang A von Studie A – Tab. A.2 (Preisspreads), Tab. A.4 (Tarifwahl), Tab. A.6 (§14a EnWG).
Detaillierte Bewertung und Szenarien siehe Dachpapier §4 (harmonisierte Basis 2026).

§ 6 Gemeinsames Literaturverzeichnis

Die Grundlagenwerte und Kennzahlen beziehen sich auf die folgenden Referenzen. Detaillierte, kontextbezogene Quellenangaben bleiben in den Einzelstudien.

- HTW Berlin – Stromspeicher-Inspektion 2025/2026 und Unabhängigkeitsrechner (solar.htw-berlin.de).
- Weniger, Tjaden, Bergner, Quaschnig – HTW-Studien zur Dimensionierung von PV-Speichersystemen ([HTW Publikationen](#)).
- Fraunhofer ISE – LCOE / LCOS, Feldstudien Wärmepumpen, PV-Batterie-Kombinationen (ise.fraunhofer.de).
- Agora Energiewende – Eigenversorgung, Flexibilität durch E-Mobilität und Wärmepumpen (agora-energiewende.de).
- Bundesnetzagentur – dynamische Endkumentarife auf Basis Day-Ahead, Modellierungen 2024–2026 (bundesnetzagentur.de).
- BDEW – Strompreisanalyse 2024–2026 (bdew.de).
- Joint Research Centre / PVGIS – SARA3-Ertragsdaten (re.jrc.ec.europa.eu).

Dieses Grundlagenkapitel ersetzt die parallelen Einleitungs- und Methodikabschnitte in beiden BNS-Einzelstudien; die Einzelstudien verweisen fortan auf die hier definierten §-Abschnitte.

Ergänzende Dokumente: Dachpapier (BNS_Dachpapier_2026.docx), Querverweisdokument (BNS_Querverweise_Studien-Grundlagen-AnhangA_2026.docx) und Anhang A von Studie A (BNS_Effizienz-von-Batteriespeichersystemen_Anhang_Tabellarische_Zusammenfassung.docx, Tabellen A.1–A.7).