

Kompaktspeicher: Placebo oder Zukunftslösung?

Ergebnisse aus einem Jahr Felderfahrung

Thomas Thierschmidt, Felix Kever, Martin Rotherth
SMA Solar Technology AG, Sonnenallee1, D – 34266 Niestetal, www.sma.de
Thomas.Thierschmidt@SMA.de

Netzgekoppelte PV-Speichersysteme sind für eine zunehmend auf volatilen und dezentralen Quellen basierende Energieversorgung unverzichtbar. Erfolgskritisch für ihre weite Verbreitung ist jedoch ein optimaler Kompromiss aus Kosteneffizienz und Effektivität: Anfangsinvestition und nutzungsabhängige Batteriekosten dürfen nicht zu groß werden, was grundsätzlich für einen kleineren Speicher spricht. Gleichzeitig soll das Speichersystem die energetische Unabhängigkeit des Nutzers deutlich steigern und seine laufenden Energiekosten entsprechend senken – hierfür benötigt es jedoch eine eher größere Speicherkapazität [1, 2]. Mit dem Sunny Boy Smart Energy verfolgt die SMA Solar Technology AG einen relativ neuen und weiterhin ungewöhnlichen Lösungsansatz: die Nutzung von Batterien mit einer spezifischen Kapazität von lediglich 0,3 bis 0,5 kWh je kWp Erzeugungsleistung. Konkret handelt es sich um einen wandmontierbaren PV-Wechselrichter mit einer integrierten, DC-gekoppelten Li-Ion-Batterie mit 2 kWh nutzbarer Kapazität.

Im Januar 2014 wurden die ersten Testgeräte in Deutschland installiert, inzwischen ist eine vierstellige Zahl erfolgreich im Feld. Die folgenden Auswertungen basieren auf 132 Systemen, die zwischen Januar und Ende März 2014 in Betrieb gingen und somit zum heutigen Zeitpunkt fast ein volles Jahr Betriebserfahrung vorweisen können. Dabei variiert die Peakleistung der PV-Anlagen von 1 bis 10 kWp, 60 Prozent der Nutzer haben einen Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh oder weniger. Grundlage der folgenden Auswertungen sind die realen Betriebsdaten der Feldtestanlagen, die über das Onlineportal von SMA durchgängig erfasst werden.

Autarkiequote im Jahresschnitt

Im Betriebszeitraum von Januar bis Dezember weisen mehr als die Hälfte der betrachteten Anlagen einen durchschnittlichen Autarkiegrad von mehr als 60 Prozent auf (Abb. 1). Die batteriebedingte Steigerung der Autarkiequote lässt sich einfach

herausrechnen, sie betrug in der Hälfte der Fälle mehr als 50 Prozent mit steigender Tendenz bei geringeren Verbräuchen (Abb. 2). Interessant ist, dass der im Feldtest ermittelte durchschnittliche Jahresbedarf der Haushalte zwischen 2.000 und 4.000 kWh liegt und damit deutlich geringer ist, als allgemein angenommen. Gleichzeitig hat mehr als die Hälfte der PV-Anlagen eine Peakleistung von mehr als 5 kW. Trifft beides zusammen, lassen sich mit dem Sunny Boy Smart Energy Autarkiequoten von bis zu 80 Prozent im Jahresschnitt erzielen – erst recht in Kombination mit einer prognosebasierten Lastverschiebung.

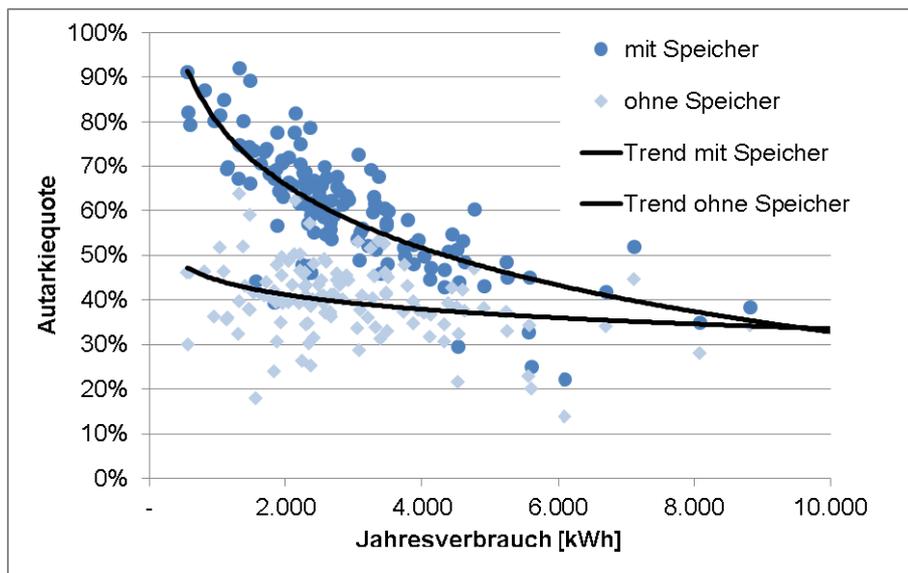


Abb. 1: real gemessene Autarkiequoten mit und ohne Speicher

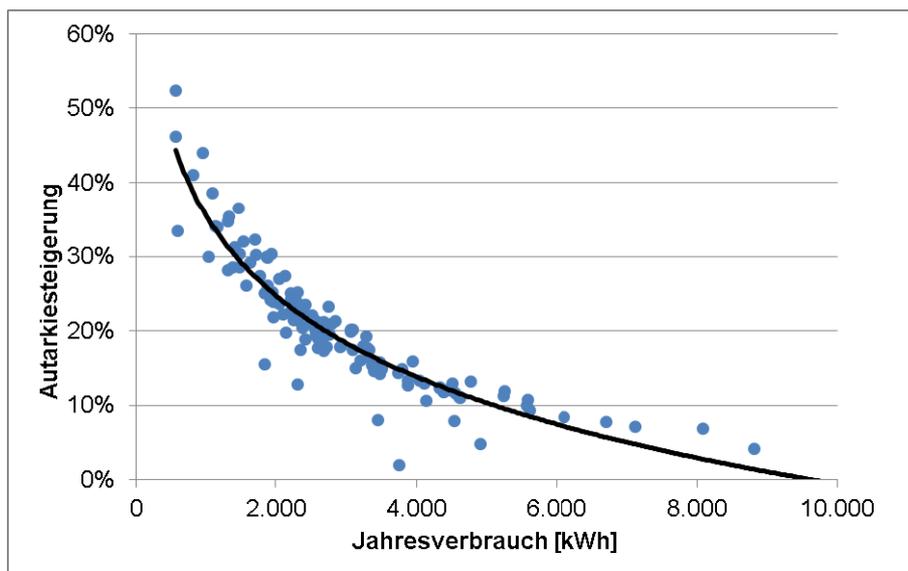


Abb. 2: Erhöhung der Autarkiequote durch den Speicher

Deutlich sichtbar ist der erhebliche Einfluss des jährlichen Stromverbrauchs auf die batteriebedingte Autarkiesteigerung, die natürliche Autarkiequote bleibt dagegen weitgehend konstant.

Spezifischer Batteriedurchsatz

Die hohe Effektivität des kleinen Speichers resultiert in erster Linie aus seiner nahezu ganzjährigen Nutzung, die wiederum eine Folge der vergleichsweise geringen Kapazität ist: So kann eine kleine Batterie auch im Winterhalbjahr trotz geringer Sonneneinstrahlung regelmäßig voll geladen und im Sommer trotz kurzer Nächte und geringerem Energiebedarf täglich komplett entladen werden. In 80 Prozent der hier betrachteten Fälle lag der Jahresdurchschnitt des täglichen Batteriedurchsatzes bei mehr als 90 Prozent der nutzbaren Speicherkapazität oder einer Energiemenge von 1,8 kWh/Tag (Abb. 3).

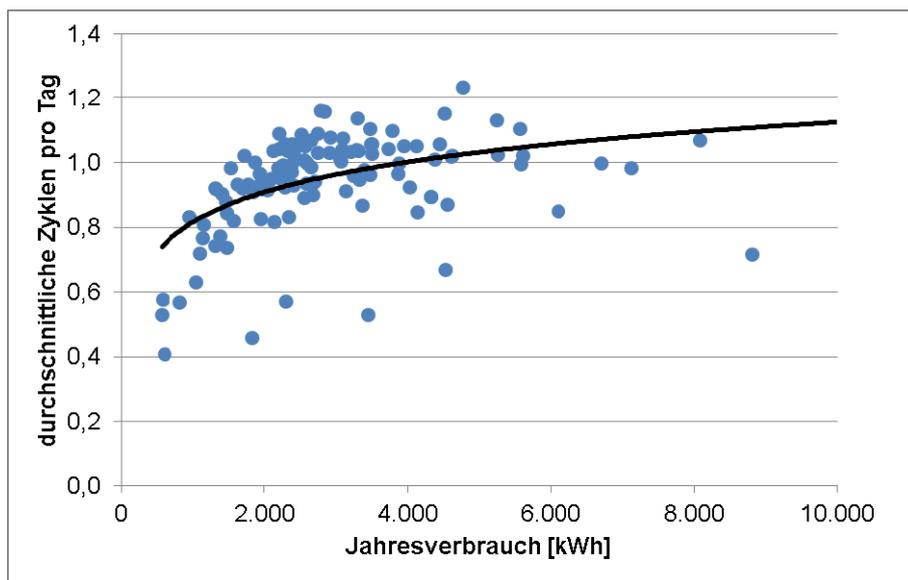


Abb. 3: Jahresdurchschnitt der täglichen Vollzyklen

Damit konnten die Ergebnisse der im Vorfeld durchgeführten Simulationen voll bestätigt werden. Erwartungsgemäß wird der Energiedurchsatz des kleinen Speichers auch nur wenig vom Verhältnis aus jährlicher PV-Erzeugung und Jahresstromverbrauch beeinflusst. Nur bei einem sehr geringen Verbrauch von unter 2.000 kWh pro Jahr oder dem Einsatz sehr kleiner PV-Anlagen unterschreitet der tägliche Energiedurchsatz 80 Prozent der Nennkapazität. In der Übergangszeit und

im Sommer werden an vielen Tagen auch deutlich höhere Werte erreicht, der bisherige Rekord lag beim 2,4 fachen Nennergiedurchsatz. Das bedeutet, dass mit einer Batterie von nur 2 kWh nutzbarer Kapazität 4,8 kWh PV-Energie zeitlich verschoben wurden. Abbildung 4 zeigt den täglichen Batteriedurchsatz realer Anlagen mit nutzbaren Speicherkapazitäten von 2 bis 6 kWh im Jahresverlauf. Deutlich erkennt man die tatsächlich ganzjährige Nutzung eines kleinen Speichers: Selbst im Januar wird er im Durchschnitt noch 0,5 mal täglich entladen und auch im Sommer ist keinerlei Einbruch bei der Zyklisierung zu verzeichnen.

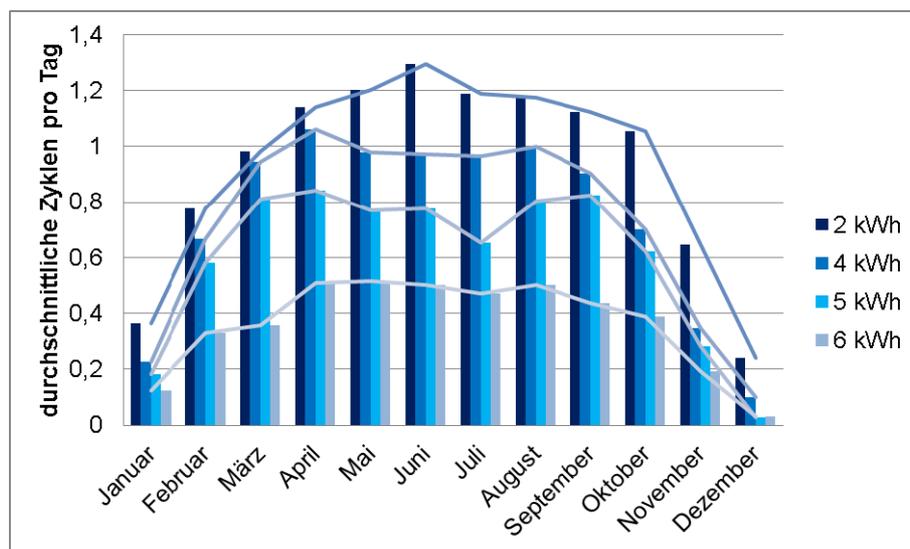


Abb. 4: Batteriezyklisierung im Jahresverlauf bei unterschiedlichen Nettokapazitäten

Mit zunehmender Speicherkapazität sinkt der Batteriedurchsatz im Ganzen, zudem zeigen sich die bereits weiter oben angesprochenen Effekte: Schon im April geht der Energiedurchsatz in die Sättigung, da die Batterien nicht mehr jeden Tag komplett entladen werden können. Mit Beginn des Winterhalbjahres nimmt der Energieverbrauch des Haushalts zwar wieder zu, allerdings reicht die geringer werdende Sonneneinstrahlung immer weniger aus, um die Batterie täglich vollzuladen.

Zu beachten ist, dass sich nicht nur die jahreszeitlichen Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch auf den Batteriedurchsatz auswirken. Wichtig ist auch die geeignete Dimensionierung der PV-Anlage, da sie das grundlegende Mengenverhältnis von Erzeugung und Verbrauch bestimmt und somit entweder das

sommerliche Entladeproblem oder das winterliche Ladeproblem zusätzlich verschärfen kann. Ein zu großer Speicher muss in den Wintermonaten gegebenenfalls sogar aus dem Netz nachgeladen werden, um eine Schädigung durch Tiefentladung zu verhindern. Den Kunden entstehen durch derartige Fehlentscheidungen also nicht nur höhere Investitionskosten, sondern auch höhere Betriebskosten. Nicht wenige am Markt verfügbare Speichersysteme haben einen Eigenverbrauch von 50 bis 120 W, der sich aus dem Verbrauch der übergeordneten Steuerung, dem Leerlaufverbrauch des DC/DC-Stellers oder des Batteriewechselrichters sowie dem Verbrauch einer gegebenenfalls notwendigen Umschalteinrichtung und des Batteriemanagementsystems ergeben. Bei angenommenen 120 W Leerlaufverbrauch fallen jährlich mehr als 1.000 kWh Verluste an, die nicht nur den Jahresstromverbrauch erheblich steigern, sondern im Winterhalbjahr durch den Zukauf von teurem Netzstrom (bis zu 3 kWh pro Tag) ausgeglichen werden müssen.

Systemwirkungsgrad

Bei Einsatz von Li-Ion-Batterien sind durch optimale Abstimmung von Batterieverband, Leistungselektronik und Systemtopologie theoretische Roundtrip-Wirkungsgrade von mehr als 90 Prozent erzielbar [3], in der Praxis liegen die Werte meist jedoch deutlich niedriger [4]. Um das hier betrachtete und auf hohe Effizienz optimierte Speichersystem fundiert beurteilen zu können, wurden die Wirkungsgrade nicht nur getrennt für den Lade- und Entladebetrieb, sondern auch für niedrigen und hohen Ladezustand ermittelt (Abb. 5). Gemäß Labormessung liegt der maximale Wirkungsgrad für die Batterieladung aus der DC-Seite bei 98 Prozent. Der Spitzenwirkungsgrad der Batterieentladung in das AC-Netz beträgt 95,4 Prozent, der Wirkungsgrad der eingesetzten Li-Ionen-Batterie 99 Prozent. Insgesamt ergibt sich für das hier betrachtete, vollintegrierte PV-Speichersystem ein rechnerischer Spitzenwirkungsgrad von 91,8 Prozent, deutlich mehr als bei marktüblichen Speichersystemen. Leider geben bislang die wenigsten Speichersystemhersteller die Wirkungsgradkurven auf Datenblättern oder im Handbuch an, so dass ein Vergleich für den Kunden schwierig ist. Aus eigenen Messungen, Messergebnissen unterschiedlicher Institute und den spärlichen Datenblattangaben der Hersteller kann

jedoch abgeschätzt werden, dass der typische maximale Zwischenspeicherwirkungsgrad zwischen 80 und maximal 85 Prozent liegt, also 7 bis 13 Prozent niedriger.

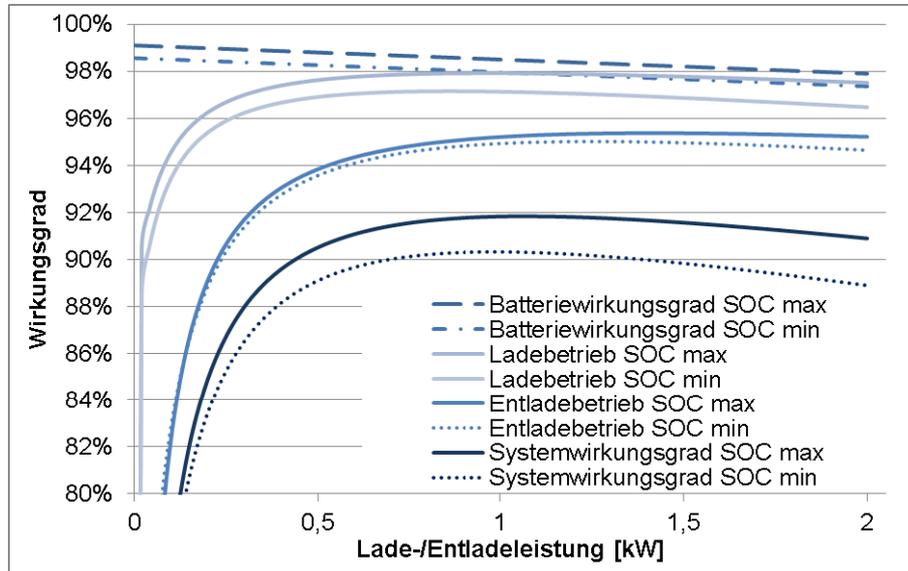


Abb. 5: Leistungsabhängige Wirkungsgrade (Labormessungen)

Der Einfluss des Wirkungsgrades auf die Wirtschaftlichkeit ist erheblich, da zumindest die bei der Entladung des Speichers anfallenden Verluste durch zunehmend teurer werdenden Netzbezug auszugleichen sind (für die Verluste während der Ladung ist bei DC-gekoppelten Speichern nur die entgangene Einspeisevergütung anzusetzen, was den monetären Verlust etwas abmildert). Bei dem hier betrachteten System liegt die im Feldtest ermittelte Roundtrip-Efficiency über alle aufgetretenen SOC- und Leistungswerte bei hervorragenden 90 Prozent. Der Vergleichswert marktüblicher DC-gekoppelter Speicher beträgt nach eigenen Messreihen dagegen nur 75 Prozent.

Mit Blick auf das Gesamtsystem ist allerdings nicht nur der Wirkungsgrad des Speichers von Bedeutung. Seine Performance wird auch stark durch den Zähler beeinflusst, der die Netzaustauschleistung erfasst: Bei zu geringer Regelgüte wird jedes Mal, wenn zuvor aus der Batterie versorgte Verbraucher abgeschaltet werden, Energie aus der Batterie in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Vergleicht man einen typischen D0-Zähler mit einer Reaktionszeit von drei Sekunden mit dem

sekundlich messenden SMA Energy Meter, so vermindert allein der langsamere Zähler die Effektivität des Speichers um rund fünf Prozent [5]. Eine schnelle und zuverlässige Messwerterfassung hat also einen zusätzlichen und ähnlich großen Einfluss auf die Gesamtperformance wie der Wirkungsgrad des eigentlichen Speichersystems. Zu beachten ist, dass ein besserer Nutzungsgrad den gleichen Effekt hat, wie eine entsprechend größere Batterie. So hat ein System mit nominell 3 kWh nutzbarer Speicherkapazität, einer verglichen mit dem Sunny Boy Smart Energy 15 Prozent geringeren Roundtrip-Efficiency sowie einer trägeren Messwerterfassung am Netzanschlusspunkt eine effektiv nutzbare Kapazität von lediglich 2,4 kWh. Die in den restlichen 0,6 kWh gespeicherte Energie geht durch Wirkungsgradverluste und unnötige Netzeinspeisung verloren und trägt damit nichts zur Versorgung des Haushalts bei – bezahlt werden muss die zusätzliche Speicherkapazität natürlich trotzdem.

Optimierungen während der Feldtestphase

Das Erkennen und Nutzen von Verbesserungspotenzialen ist neben dem Aufdecken potenzieller Fehler ein wichtiges Ziel jedes Feldtests. Dementsprechend wurden während der Feldtestphase noch einige Verbesserungen an dem System vorgenommen, sowohl hardware- als auch softwareseitig. So wurden nach entsprechenden Rückmeldungen aus dem Feld zusätzliche Griffmulden an den Seiten des Wechselrichters eingelassen (Abb. 6). Sie erhöhen die Griffsicherheit und haben das ohnehin gute Handling bei der Wandmontage noch weiter verbessert.



Abb. 6 Feldtestdesign ohne (links) und mit (rechts) Griffmulden und Standfuß

Eine weitere Optimierungsmaßnahme bezog sich auf die Betriebsführung der Batterie: Um die verbleibenden Abregelverluste aufgrund der im EEG und der KfW-Speicherförderung geforderten Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt weiter zu reduzieren, wurde zusätzlich zur dynamischen Wirkleistungsbegrenzung ein prognoseabhängiges Ladeverhalten implementiert. Die Herausforderung bestand darin, dass es mit der maximalen Autarkieerhöhung durch Zwischenspeicherung von PV-Überschüssen ein weiteres, konkurrierendes Optimierungsziel gibt. Für dieses Ziel ist es entscheidend, unabhängig von der Tageszeit jeglichen PV-Überschuss in den Speicher zu laden, so dass dieser in der typischen Zeit des Erzeugungsmaximums bereits voll sein kann.

Der bestmögliche Kompromiss ist dabei nur durch die Einbeziehung einer intelligenten Last- und Erzeugungsprognose zu erreichen [6]. Das nachträglich implementierte Prognoseverfahren sorgt dafür, dass der Sunny Boy Smart Energy an ertragreichen und/oder verbrauchsarmen Tagen möglichst genau so viel Speicherkapazität bereithält, dass er die oberhalb der Abregelungsgrenze anfallende PV-Erzeugung aufnehmen kann – und das exakt im richtigen Zeitraum. Ohne die Prognose würde der Speicher diese Energie eventuell nicht aufnehmen können, sie würde also durch Abregelung des PV-Generators „vernichtet“ (Abb. 7). Mit Hilfe der implementierten Prognosefunktion wird an Tagen mit prognostizierten PV-Überschüssen oberhalb der Abregelungsgrenze die Batterie daher vorzugsweise zur Zeit der maximalen PV-Erzeugung geladen (Abb. 8) und der Ladezustand der Batterie entsprechend geführt.

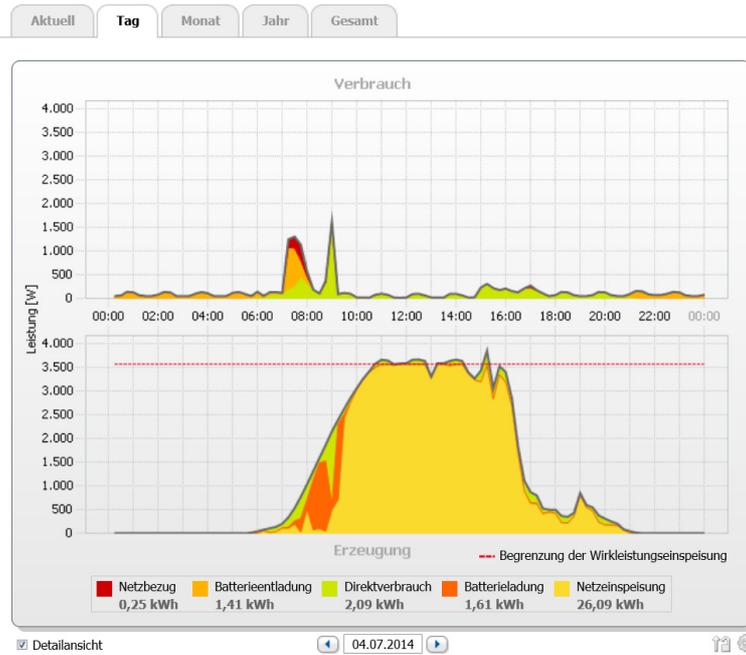


Abb.7: Anlagenverhalten ohne prognoseabhängige Batteriesteuerung

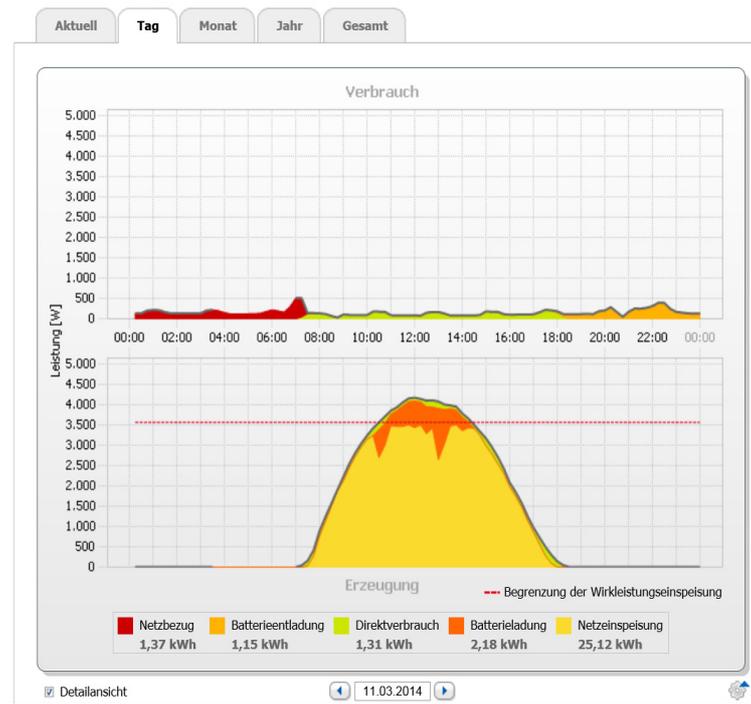


Abb. 8: Vermeidung von Abregelverlusten durch prognoseabhängige Batteriesteuerung

Selbstverständlich berücksichtigt die Prognose neben dem erwarteten Erzeugungsprofil des Tages auch den erwarteten Lastgang, also das erlernte, nicht beeinflussbare „Grundlastprofil“ des Haushalts. Falls verschiebbare Lasten

vorhanden sind und ein übergeordnetes Energiemanagement-System zur Verfügung steht, werden diese möglichst in die Zeit des Erzeugungsmaximums geschoben um damit den prognostizierten PV-Überschuss oberhalb der Abregelungsgrenze zu minimieren. Im Idealfall reicht diese Maßnahme bereits aus, so dass das Speichersystem ohne weitere Beeinflussung die Autarkiequote optimieren kann, indem es unabhängig von der Tageszeit die Netzaustauschleistung ausregelt (Abb. 9). Erst wenn die erwartete Last und die gegebenenfalls mögliche Lastverschiebung nicht mehr ausreichen, um eine Abregelung zu vermeiden, wird die vormittägliche Ladung des Speichers entsprechend begrenzt und in Zeit des Erzeugungsmaximum verschoben (Abb. 10).

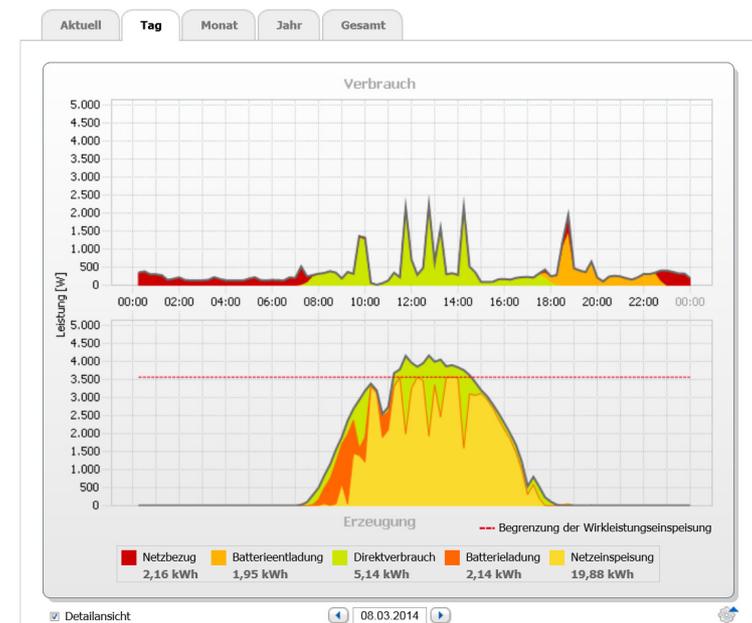


Abb. 9: Vermeidung von Abregelverlusten durch Lastverschiebung

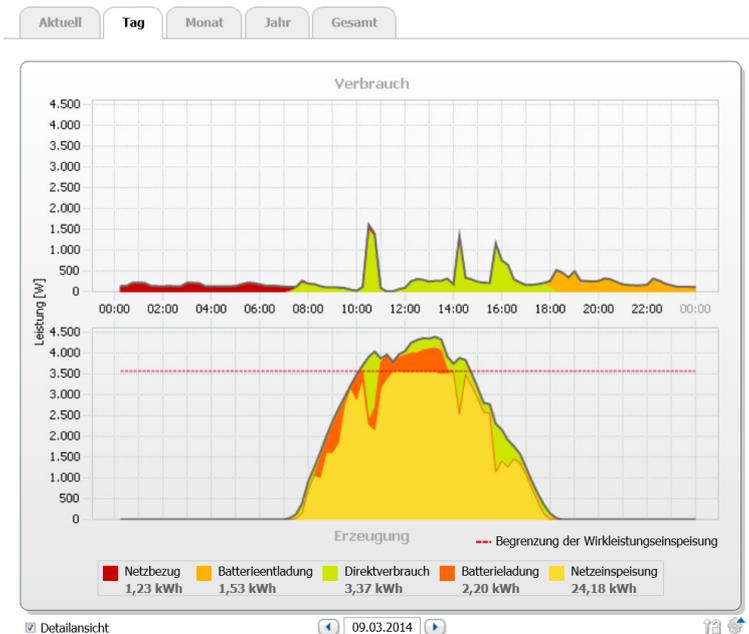


Abb. 10: Vermeidung von Abregelverlusten durch Lastverschiebung und prognosebasierte Batteriesteuerung

Unverändert blieb dagegen das auf maximale Einfachheit und Sicherheit ausgelegte Installationskonzept des vollintegrierten Kompaktspeichers (Abb. 11): Bei der Installation müssen lediglich die vorverdrahteten Steckverbinder für das Kommunikations- und das Leistungskabel mit einfachem Dreh und Steckverschluss am Batteriemodul angeschlossen werden. Der Installationsmehraufwand im Vergleich zu einem PV-Wechselrichter ohne Speicher beträgt nach den Erfahrungen des Feldtests maximal zehn Minuten, da Batteriemodul und Wechselrichter eine gemeinsame Wandhalterung nutzen und auch die Batterieabdeckung durch einfache Rasttechnik installiert werden kann. Es gibt dagegen auch vergleichbar genutzte Speichersysteme, für deren Installation zwei Personen vier Arbeitsstunden benötigen. Nicht zuletzt die einfache Installation erhöht auch die Betriebssicherheit: Bei anderen Speichersystemen müssen beispielsweise kleine Flachbandkabel an der Leiterplatte angebracht werden, wobei letztere leicht abbrechen und die Kontakte sich verbiegen können – eine häufige Ursache für spätere Störungen oder Ausfälle. Ebenfalls durch das Grundkonzept ausgeschlossen sind Konfigurationsfehler im Batteriemangement oder bei der Abstimmung von Batterie und Leistungselektronik.

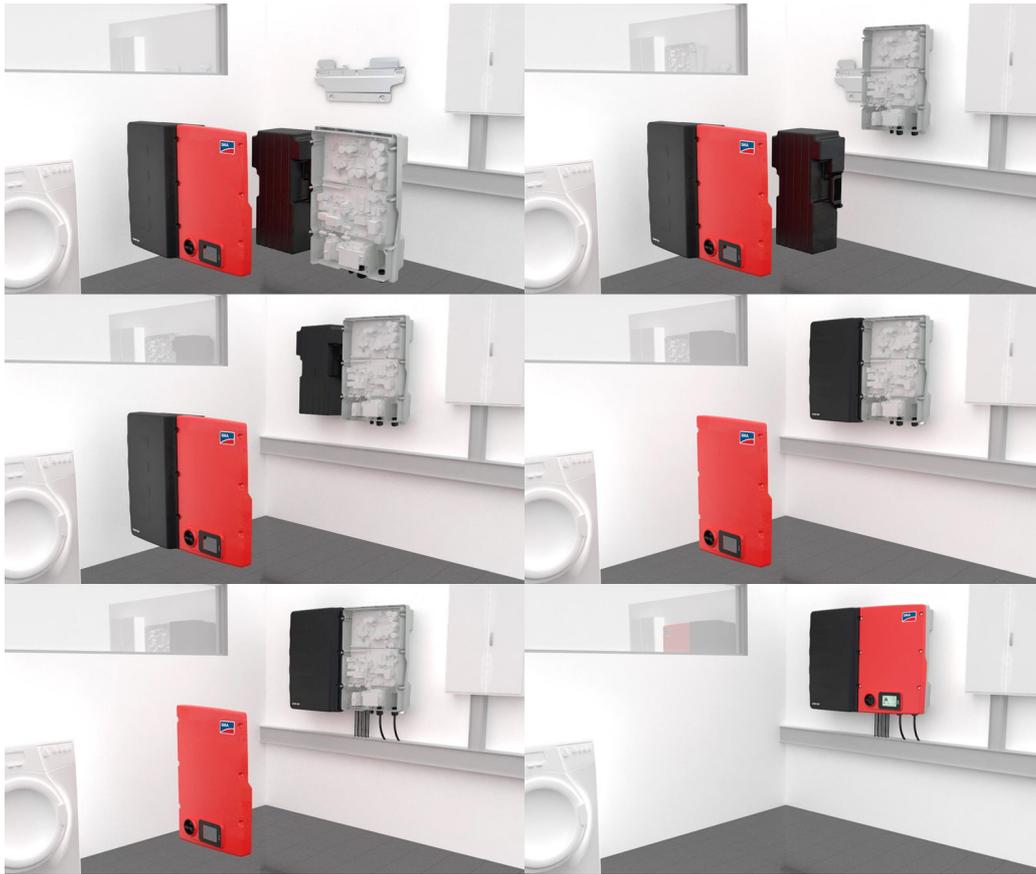


Abb. 11: Installation des Sunny Boy Smart Energy

Zusammenfassung

Insgesamt bestätigen die Felderfahrungen mit dem Sunny Boy Smart Energy den innovativen Lösungsansatz des Kompaktspeichers sowie die im Vorfeld durchgeführten Simulationen. Angesichts der immer noch hohen Batteriekosten dürfte er mit dem Vorteil der ganzjährig guten Batterienutzung auch in nächster Zukunft den besten Kompromiss zwischen Autarkieoptimierung und wirtschaftlicher Optimierung erzielen. Bemerkenswert ist die im Feld erreichte Autarkiequote von durchschnittlich 60 Prozent und bis zu 80 Prozent bei Jahresverbräuchen unter 2.000 kWh, welche die Vorbehalte gegen den angeblich zu kleinen Speicher nachhaltig entkräftet. Damit ist das Gerät ideal auf den Trend sinkender Haushaltsverbräuche in der Käuferzielgruppe vorbereitet, der vom aktuellen EUPD Research Endkundenmonitor gestützt wird (Haushalte mit Elektrofahrzeugen und elektrischer Wärmeerzeugung einmal ausgenommen) [7]. Hinzu kommt der Trend zum Smart

Home mit zunehmend mehr steuerbaren Verbrauchern, der den Direktverbrauchsanteil erhöhen und den typischen Speicherbedarf verringern wird.

Mit einem typischen Zwischenspeicherwirkungsgrad von 90 Prozent handelt es sich derzeit um das mit Abstand effizienteste System auf dem Markt mit immer noch fast 10 Prozent Vorsprung vor vergleichbaren Li-Ion-basierten Systemen. Durch diese Effizienz, die sehr schnelle Regelung, die optimierte und prognosegestützte Betriebsführung sowie die mögliche Kombination mit einem vorausschauend planenden Lastmanagement erzielt der Sunny Boy Smart Energy sowohl bei der Autarkiesteigerung als auch bei der Vermeidung von Einspeisespitzen Ergebnisse, die ansonsten nur mit einer doppelten so großen Batterie möglich wären. Dies alles zu einem deutlich geringeren Preis und mit dem Installationsaufwand eines handelsüblichen PV-Wechselrichters – von einem Placebo kann also definitiv nicht die Rede sein.

Literaturquellen

- [1] M. Rothert et al.: „Ein Jahr Felderfahrung: PV-Anlagen mit Speicherlösung zur Eigenverbrauchserhöhung“; 27. Symposium PV Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [2] Umland et al.: „Kleine Speicher, große Wirkung“; 28. Symposium PV Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [3] H. Ali, S. Ali-Oettinger: „Advancing Li-Ion“; pv magazine, 05-2012, S. 112 f.
- [4] D. U. Sauer: „Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom“; Kurzgutachten für das BMU, ISEA in der RWTH Aachen, 2013
- [5] N. Kreutzer et al.: *Netzgekoppelte PV-Speichersysteme: Fünf Jahre Felderfahrung und "Lessons Learned"*; 30. Symposium PV Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015
- [6] J. Weniger et al.: „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“; 28. Symposium PV Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [7] EuPD Research; „Endkundenmonitor 4.0“, September 2014