



SIEMENS



Totally Integrated Power

# Technische Schriftenreihe Ausgabe 8

Energiespeicher SIESTORAGE – eine Technik für die Energiewende

Answers for infrastructure and cities.

# Einleitung: Energiewende

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist der Einsatz regenerativer Energieträger notwendig. Die Geschwindigkeit, mit welcher der Wandel von fossilen und nuklearen Energiequellen hin zu Wind-, Solar- und Bioenergie vorangetrieben wird, ist in allen Ländern dieser Erde unterschiedlich. Mit der politisch initiierten Energiewende und dem damit verbundenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung hat Deutschland neue Rahmenbedingungen für die Energieversorgung insgesamt geschaffen. Dabei zeigt sich immer stärker, dass Energiespeicher ein Kernelement für die Umsetzung der Energiewende sein werden.

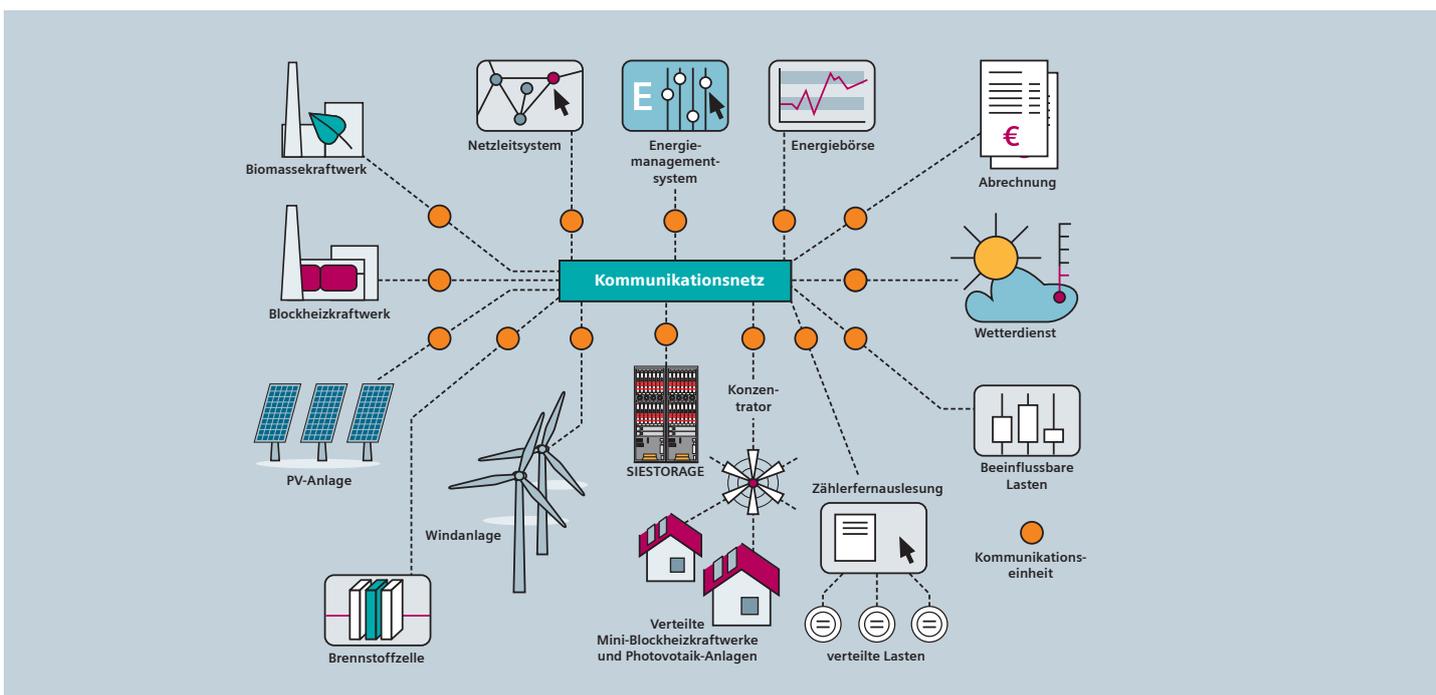
Energiespeichersysteme auf Basis von Lithium-Ionen-Akkumulatoren wie SIESTORAGE (Siemens Energy Storage) leisten einen Beitrag dazu, die Herausforderungen für die Verteilnetze zu lösen und die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Energie herzustellen. Wichtige Charakteristiken des Versorgungsnetzes, die durch Energiespeicher positiv beeinflusst werden, sind:

- Erhöhung der Netzstabilität
- Integration dezentraler erneuerbarer Energiequellen ins Netz
- Bereitstellung von Regelenergie reserven
- Verbesserung der Spannungs- und Versorgungsqualität
- Flexibilität beim Lastspitzenmanagement

Ein weiteres Einsatzgebiet von Energiespeichern ist die Notstromversorgung sensibler industrieller Produktionsprozesse sowie von Rechenzentren und Krankenhäusern. Darüber hinaus gibt es Energiespeicherlösungen für energieeffiziente Gebäude, Inselnetze, kleinere autarke Eigenbedarfsnetze, für das öffentliche Verkehrswesen und für Anwendungen in der Elektromobilität.

Strom hat die physikalische Eigenschaft, dass er genau dann erzeugt werden muss, wenn er genutzt werden soll. Getrieben durch den Ausbau der Energieerzeugung mittels fluktuierender regenerativer Energieträger zeigen sich in Deutschland die ersten Folgen für das Versorgungsnetz und die Strompreise. Die Balance zwischen Großkraftwerken und dezentralen Energieerzeugern wie Blockheizkraftwerken, Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen zu halten, ist deutlich schwieriger geworden. Die wärmegeführten (BHKW) und witterungsabhängigen (Solar und Wind) Energieerzeuger machen eine schnelle Regelung erforderlich, welche allein mit den Großkraftwerken möglicherweise nicht mehr zu bewerkstelligen ist. Alternativ können auch Stromspeicher als Teil des Smart Grids zur Wahrung der Balance eingesetzt werden.

Abb. 1: Integration von SIESTORAGE in ein Smart Grid



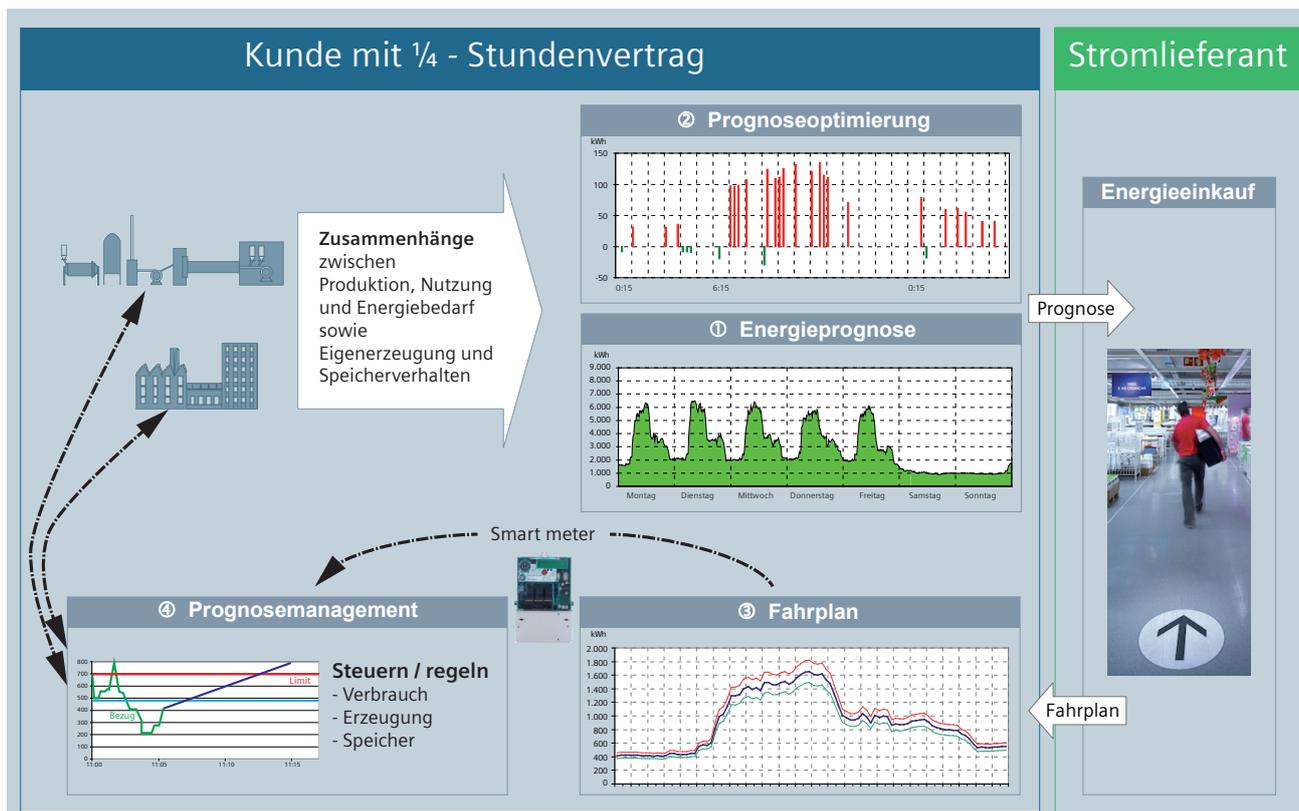
# Lastschwankungen

Die Energieerzeugung muss den Lastschwankungen zwingend folgen. Ist dies nicht der Fall, sind Abweichungen von der Normalspannung die Folge. Die zulässige Spannungsabweichung als Teil der Netzqualität ist in der Norm EN 50160 spezifiziert. Die Einhaltung dieser Norm obliegt den Netzbetreibern. Diese müssen sicherstellen, dass unter normalen Betriebsbedingungen ohne Störungen bzw. Versorgungsunterbrechungen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalles innerhalb des Bereichs  $U_n \pm 10\%$  liegen. Infolge der Liberalisierung des Energiemarktes sind die Funktionen von Netzbetreibern, Stromlieferanten und Energieerzeugern heute sowohl rechtlich als auch betriebswirtschaftlich getrennt, was die Einhaltung dieser Aufgabe erschwert. Aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen werden mehr und mehr dezentrale Energieerzeuger in die Netze integriert. Um den erneuerbaren Energien einen höheren Stellenwert beizumessen, wurde einerseits die Verpflichtung für die Netzbetreiber zur Abnahme dieser Energiemengen eingeführt, andererseits wird die Erzeugung zum Eigenverbrauch gefördert.

Gleichzeitig aber tragen die Netzbetreiber das Risiko für die Folgen von Lastschwankungen im Stromnetz. Deshalb erstellen die Netzbetreiber zur Risikominimierung Prognosen, zum Beispiel für Großverbraucher und zusammengefasst auch für ganze Städte. Neben diesen heute schon gängigen Prognosen kommt der Prognostizierbarkeit von erneuerbaren Energieeinspeisungen eine immer stärkere Bedeutung zu. Doch jede Vorhersage beinhaltet für die Netzbetreiber nach wie vor das Risiko der Fehleinschätzung zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch.

Übernimmt der Kunde das Risiko solcher Schwankungen, wird sich dies durch eine bessere Preisstellung bemerkbar machen. Die als Fahrplanklausel in den 1/4-h-Stromlieferverträgen geforderte Energieprognose gewinnt dabei immer mehr an Bedeutung. Der Kunde liefert seinem Verteilnetzbetreiber (VNB) im Voraus eine Prognose für seinen Energiebedarf (EU-weit immer donnerstags), wobei kurzfristige Optimierungen mit 24 Stunden Vorlauf erlaubt sind. Die Beschaffung der prognostizierten Energiemengen obliegt dem Stromlieferanten. Je nachdem, was vertraglich fixiert wurde, sind dem Kunden Abweichungen z. B. von  $\pm 5\%$  oder  $\pm 10\%$  gestattet. Bisher sind Prognosen für den Kunden noch optional und haben günstigere Preiskonditionen zur Folge. Doch mit den kommenden Smart Grids werden diese auf lange Sicht zur Pflicht.

Abb. 2: Erzeugen von Transparenz der Energieflüsse



# Energiespeicher und PV-Energieerzeugung in der Energieprognose

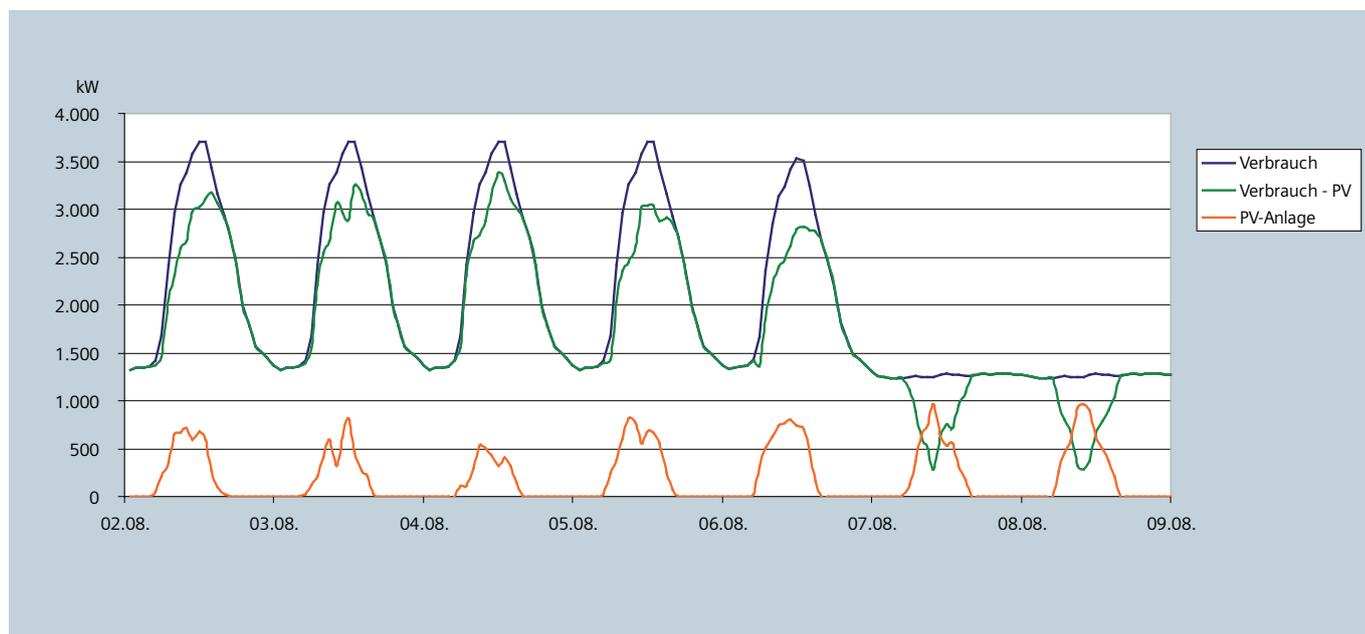
Für eine fundierte Prognose sind die Zusammenhänge von Produktion bzw. Nutzung des Gebäudes und dessen Energiebedarfs essenziell. Daneben wird zukünftig verstärkt die Eigenstromerzeugung durch erneuerbare Energien berücksichtigt werden müssen. Neben dem direkten Anschluss von erneuerbaren Energien an das Verteilnetz kann für die Eigennutzung der so erzeugten Energie die Einbindung in ein ganzheitliches Stromversorgungskonzept erforderlich sein. Das Risiko der Wetterabhängigkeit liegt hier beim Kunden. Im Folgenden wird die Einbindung von Photovoltaikanlagen in ein kundeneigenes Energiemanagement betrachtet.

Dienstleister bieten heute schon Solarleistungsprognosen im Internet an, z. B. Enercast (<http://www.enercast.de>). Der Online-Service bietet eine stundengenaue Leistungsprognose bis zu 72 Stunden im Voraus an. Die Prognose beruht auf Wetterprognosen verschiedener europäischer Wetterdienste. Somit wird es interessant, die Prognostizierbarkeit von Energieverbrauch und Erzeugung durch Photovoltaik sowie die zusätzliche Nutzung eines Speichers gemeinsam zu betrachten.

Der ideale Kurvenverlauf der Solarleistungserzeugung, unbeeinträchtigt von Wolken an einem sonnigen Tag, ist bogenförmig, beginnt mit dem Sonnenaufgang, der maximalen Erzeugung in der Mittagszeit, und endet beim Sonnenuntergang. Im Realfall ziehen jedoch Wolken durch, welche Einbrüche in dieser Kurve (siehe orangefarbene Kurve in Abb. 3) erzeugen. Der Verbrauch (blaue Kurve in Abb. 3) wird als kontinuierlich und damit gut prognostizierbar angenommen. Allerdings variiert die Differenz aus Verbrauch und PV-Erzeugung (grüne Kurve in Abb. 3) aufgrund der Schwankungen bei der Sonneneinstrahlung stark und ist somit schlecht vorhersagbar.

Ohne Prognose der PV-Leistung für den Eigenbedarf ist eine Summenprognose so gut wie unmöglich. Übersteigt die aktuell erzeugte PV-Leistung den Eigenbedarf, erfolgt automatisch eine Einspeisung ins Netz. Diese wird aber von den Netzbetreibern nicht zwingend toleriert.

Abb. 3: PV-Anlage zum Eigenverbrauch



In Zukunft wird die Rentabilität einer PV-Anlage mit dem Anteil an selbstverbrauchtem Solarstrom steigen. Daher wird es das Ziel einer Kombination aus PV-Anlage und Energiespeicher sein, den erzeugten PV-Strom komplett selbst zu nutzen und gleichzeitig eine gute Vorhersagbarkeit der vom VNB bezogenen Leistung zu erreichen (Abb. 4).

Zwei wesentliche Größen, die es bei der Planung eines kombinierten Systems zu beachten gilt, sind die Größenrelation zwischen Energieerzeugung und Speicher sowie der sogenannte C-Faktor für die Lade-/Entladecharakteristik des Speichers. Der C-Faktor ist als Quotient aus Strom und Kapazität eines Akkumulators definiert:

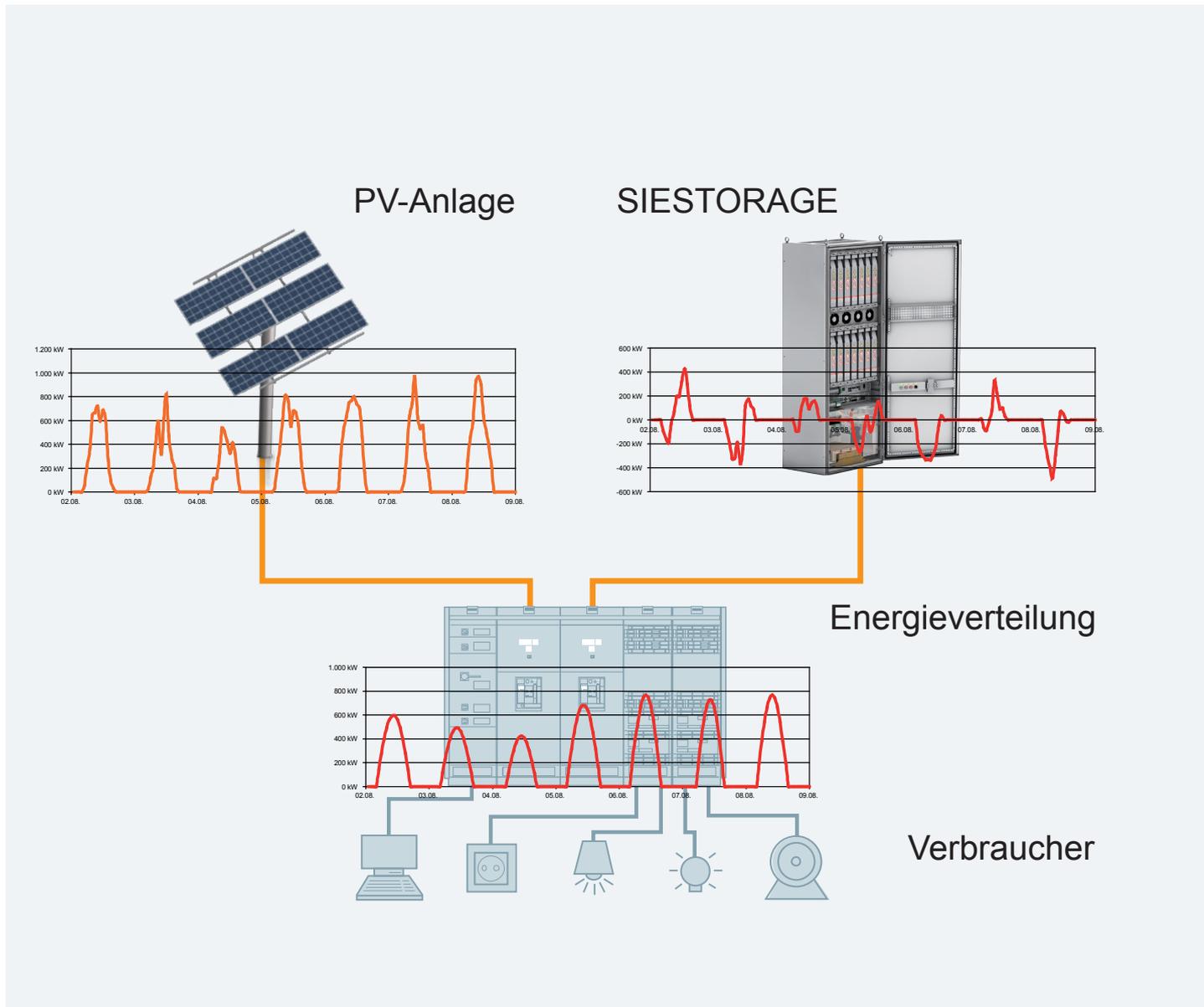
$$\text{C-Faktor} = \text{Strom} / \text{Ladung} = 1 / \text{Zeit}$$

(Leistung / Kapazität des Akkus in  $\text{h}^{-1}$ )

Beispiel:

Bei der Entladung eines Speichers mit der Kapazität von 400 Ah besagt ein C-Faktor von 2 C, dass ein Strom von 800 A abgegeben werden kann. Umgekehrt kann bei einem C-Faktor von 6 C für das Aufladen ein gleichmäßiger Ladestrom von etwa 2.400 A angenommen werden. Für die Ladedauer muss ein Ladewirkungsgrad (oder auch Ladefaktor genannt) berücksichtigt werden, der die lade-stromabhängige Wärmeentwicklung beim Ladevorgang einbeziehen soll.

Abb. 4: Energieversorgungskonzept mit Photovoltaik und Energiespeicher SIESTORAGE



# Szenarien für die PV-Speicher-Kombination

Exemplarisch wird eine sonnenreiche Wochenganglinie für die Leistungsbereitstellung durch eine PV-Anlage mit 1.000 kWp Spitzenleistung wie in Abb. 5 angenommen. Die betrachteten Szenarien gehen von vorgegebenen Einspeiseganglinien für den Eigenverbrauch im Nutzernetz aus:

- 1 Kontinuierliche Einspeisung mit 400 kW über 24 Stunden an jedem Tag
- 2 Kontinuierliche Einspeisung mit 400 kW über einen begrenzten Zeitraum von 13 Stunden (von 6 Uhr bis 19 Uhr)
- 3 Einspeisung entsprechend einer idealen PV-Ganglinie (Peak bei 700 kW), die für jeden Tag gleich angenommen wird
- 4 Einspeisung mit einer idealen PV-Ganglinie, deren Leistungsspitze täglich an die prognostizierte Mittagsspitze für die Sonneneinstrahlung angepasst wird

Die Differenz zwischen der Energieerzeugung durch die PV-Anlage und der Einspeiseganglinie des jeweiligen Szenarios definieren die Auslegung des Energiespeichers SIESTORAGE. Es wird davon ausgegangen, dass der Spei-

cher am Beginn des Betrachtungszeitraums komplett entladen ist (Speicherinhalt 0 kWh).

Für die Auswertung werden die Differenzmengen zwischen Energieerzeugung und Einspeisung im Stundenmittel gebildet. Eine positive Differenz besagt, dass der Speicher während der betrachteten Stunde geladen wird, während er bei einem negativen Ergebnis entladen wird. Die Differenzen werden für jedes Szenario über eine Woche hinweg betrachtet und ausgewertet. Die benötigte Speicherkapazität von SIESTORAGE ergibt sich jeweils aus der Differenz zwischen Maximal- und Minimalwert dieser Wochenkurve.

Es gibt verschiedene Ansätze diese Kombination zu fahren. Zwei einzubeziehende Gesichtspunkte sind hier sowohl eine erschwingliche Speichergröße, als auch realistische C-Faktoren.

Wenn man beim modularen Konzept des Stromspeichers SIESTORAGE eine Version mit einer Kapazität von 500 kWh wählt, so erreicht man eine Nennleistung von 2 MW und eine Spitzenleistung von 3 MW. Das heißt, der C-Faktor beträgt 4 C, bei Abfrage der Spitzenleistung kurzzeitig auch 6 C.



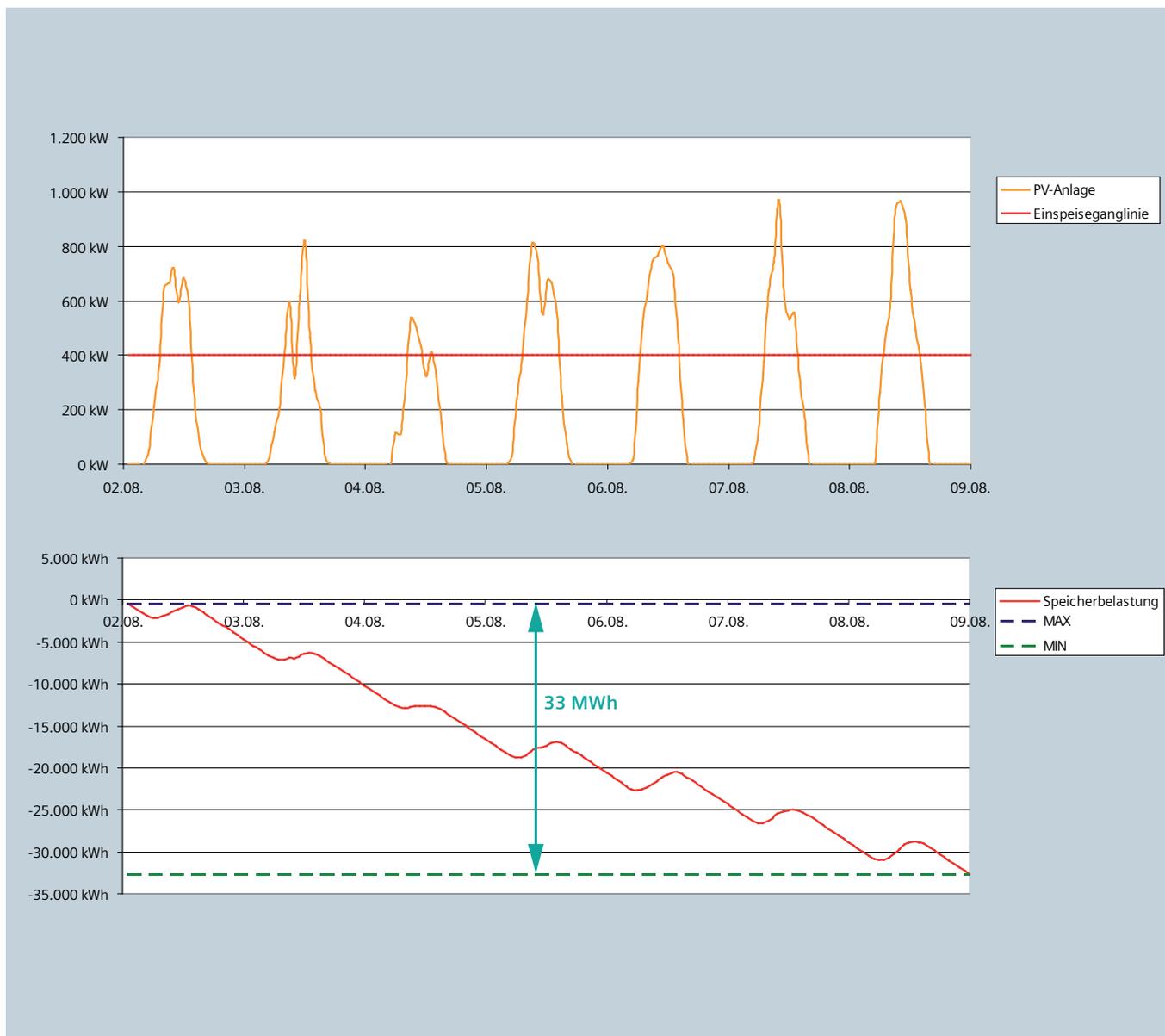
### Szenario 1: Kontinuierliche Einspeisung über 24 Stunden

Mit der in diesem Szenario beschriebenen Fahrweise soll eine Minimierung der Grundlast erreicht werden. Der Grundlastbedarf der Verbraucher wird mit 400 kW angenommen, womit die PV-Anlage eine 2,5-mal so hohe Peak-Leistung besitzt. Wie der Vergleich der Kurven für Einspeisung und PV-Leistung (Abb. 5, oben) deutlich macht, kann dieses Szenario eigentlich keinem realitätsnahen Betrieb entsprechen, wenn der Speicher nur mit Energie aus der PV-Anlage geladen werden soll. Da es nicht Gegenstand der Betrachtungen ist, zu hinterfragen, ob eine ergänzende Ladung des Speichers über den Netzanschluss sinnvoll ist oder nicht, wird dies hier nicht weiter verfolgt.

Bereits die Speicherkurve (Abb. 5, unten) macht deutlich, dass für Szenario 1 zum Einen ein sehr großer Speicherbedarf (größer ca. 33 MWh) entsteht, und zum Anderen sehr häufig Energie aus dem Versorgungsnetz zum Aufladen des Speichers benötigt werden würde. Anderenfalls würde der Speicher quasi Woche für Woche immer weiter entladen werden.

In Anbetracht der Verschlechterung der PV-Ausbeute bei Bewölkung und jahreszeitbedingter Abschwächung der Sonneneinstrahlung wären eigentlich weitaus ungünstigere Randbedingungen für das Szenario anzusetzen.

Abb. 5: Zeitlicher Verlauf der PV-Leistung und der Einspeiseleistung (oben) sowie für die Speicherkapazität (unten) im Szenario 1



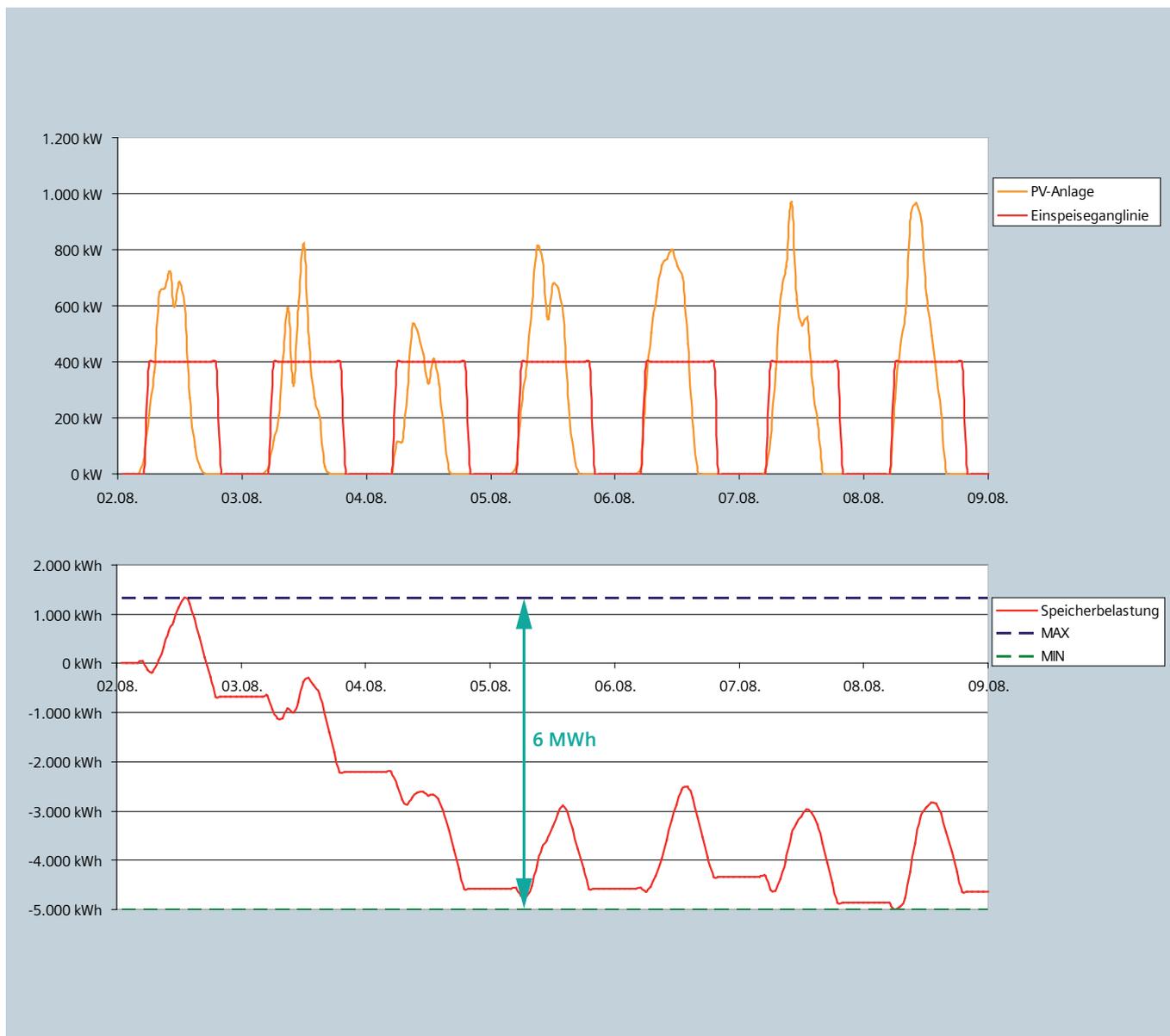
## Szenario 2: Kontinuierliche Einspeisung über einen begrenzten Zeitraum (zwischen 6 und 19 Uhr)

In diesem Szenario wird – wie in Szenario 1 – kein Wert darauf gelegt, dass der Energieertrag der PV-Anlage ausreicht, um die über eine Woche betrachtete Energieeinspeisung auszugleichen. Der Zeitraum wurde entsprechend einer mittleren Bürobetriebsdauer gewählt, so dass damit der Grundlastbedarf in diesem Zeitraum gedeckt werden kann (Abb. 6, oben). Mit einer Reduktion der Leistungsabgabe ließe sich ein ausgeglichener Energie-

haushalt für den Speicher erzielen. Jedoch würde sich dadurch an der Größenordnung der benötigten Speicherkapazität nur wenig ändern. Auch hier würden witterungs- und jahreszeitliche Verschlechterungen zu einer deutlichen Vergrößerung der benötigten Speicherkapazität führen.

Obwohl gegenüber Szenario 1 nur etwa 46% weniger Energie eingespeist wird, reduziert sich die benötigte Speicherkapazität mit 6 MWh auf etwa 20% des Wertes bei Dauerbetrieb (Abb. 6, unten). Ausgehend von einem Standardcontainer mit 500 kWh Speicherkapazität wären neun Container zur Abdeckung, und damit verbunden sehr hohe Investitionen, erforderlich.

Abb. 6: Zeitlicher Verlauf der PV-Leistung und der Einspeiseleistung (oben) sowie für die Speicherkapazität (unten) im Szenario 2



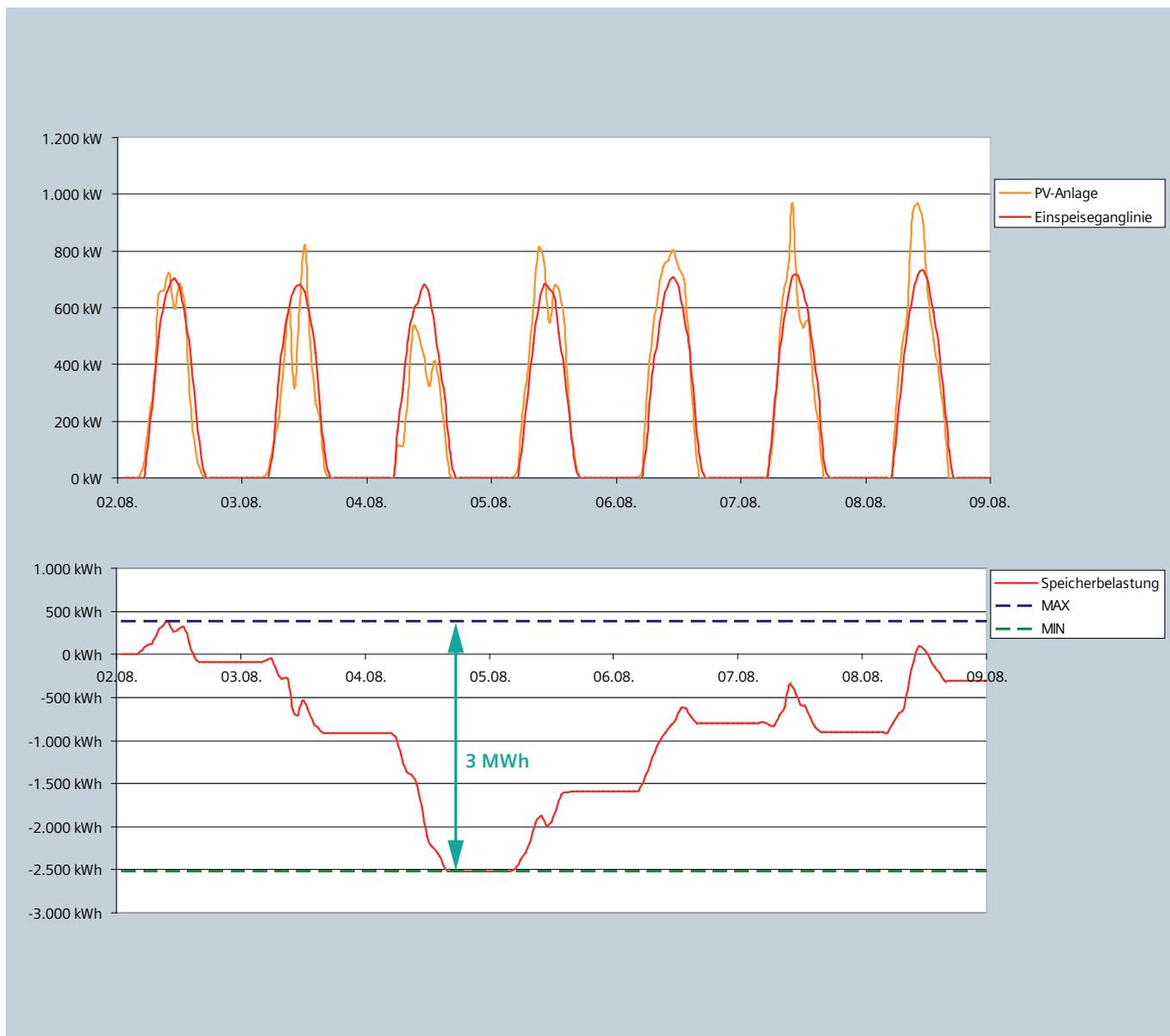
### Szenario 3: Einspeisung mit Nachführung entsprechend einer idealen PV-Kurve

Um eine bessere Anpassung der Einspeisung an die Energieerzeugung durch die PV-Anlage zu erreichen, wird für Szenario 3 der Ansatz mit dem Grundlastausgleich aufgegeben. Angenommen wird jetzt ein idealisierter, für jeden Tag gleicher PV-Leistungsverlauf mit 700 kW Peak-Leistung.

Der Speicher wird nun nur noch zur Ausregelung der Abweichungen vom idealen Kurvenverlauf zum PV-Leistungsverlauf im Szenario (Abb. 7, oben) genutzt. Durch

die Kurvenanpassung belasten nur die Spitzen und die Einbrüche bei der PV-Leistung den Lade- und Entladevorgang besonders. In der gewählten Woche war offensichtlich am dritten Tag die Bewölkung größer als sonst. Die große Diskrepanz zwischen PV-Leistung und Einspeisung an diesem Tag (Abb. 7, unten) bestimmt daher die Speicherkapazität, die mit 3 MWh halb so groß ausfällt wie in Szenario 2. Trotzdem sind die sechs Container zur Realisierung der benötigten Speicherkapazität eine zu hohe Investition angesichts der betrachteten Leistungs- und Energieverhältnisse.

Abb. 7: Zeitlicher Verlauf der PV-Leistung und der Einspeiseleistung (oben) sowie für die Speicherkapazität (unten) im Szenario 4



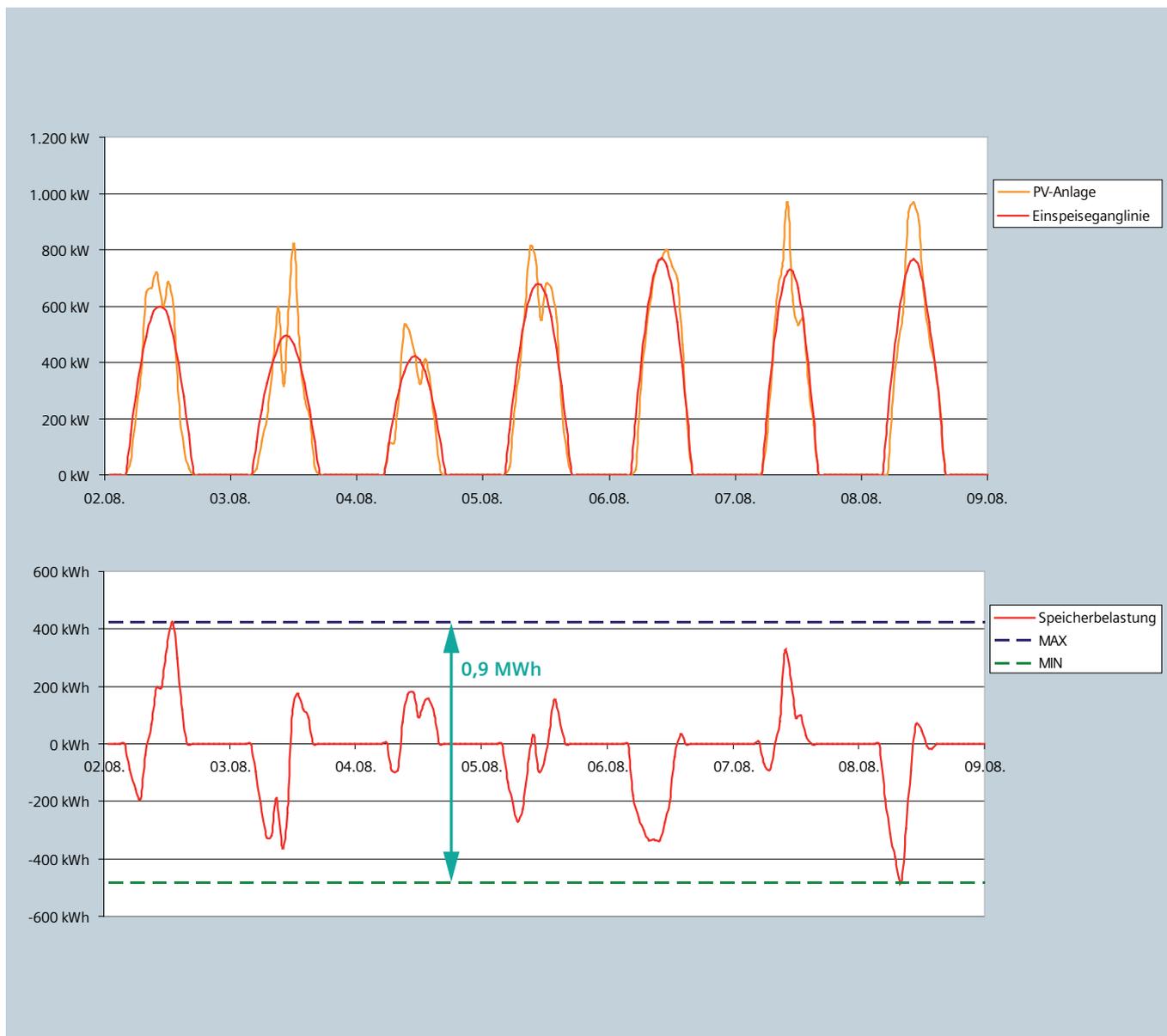
**Szenario 4:**  
**Nachführung einer idealen PV-Ganglinie mit**  
**tagesspezifisch prognostizierter Mittagsspitze**

Um die Abweichungen zwischen den Kurven für PV-Leistung und Einspeiseleistung weiter zu reduzieren, wird in diesem Szenario davon ausgegangen, dass es eine Tagesprognose für die Sonneneinstrahlung gibt. Dabei wird die prognostizierte Energiemenge als gleich angesetzt mit der Energiemenge, die sich für die gegebene PV-Leistungskurve für den Tag ergibt. Die Peak-Leistung für die Einspeisekurve wird dann tagesspezifisch so berechnet, dass sich zusammen mit dem idealen PV-Kurvenverlauf die prognostizierte Energiemenge (die identisch ist mit der Energiemenge aus der PV-Leistungskurve für den einzelnen Tag) ergibt.

Damit variiert zwar die Spitze der idealen PV-Ganglinie in der Höhe (Abb. 8, oben), aber die Energiebilanz ist um Mitternacht immer ausgeglichen (Abb. 8, unten).

In diesem Fall liegt der Speicherbedarf bei ungefähr 900 kWh, so dass zwei Standardcontainer mit insgesamt 1 MWh Speicherkapazität ausreichen. Die maximale Ladeleistung, die dem Speicher pro Stunde von der PV-Anlage zugeführt wird, beträgt 350 kW, und die maximal gezogene Leistung ist 200 kW. Damit genügt ein C-Faktor von 3 C. In diesem Szenario halten sich die Investitionen in Grenzen, so dass hierfür eine betriebswirtschaftliche Betrachtung lohnend sein könnte.

Abb. 8: Zeitlicher Verlauf der PV-Leistung und der Einspeiseleistung (oben) sowie für die Speicherkapazität (unten) im Szenario 4



# Fazit

Für die Auswahl eines angemessenen Energiespeichers ist es unerlässlich, den genauen Anwendungsbereich und die Einsatzrandbedingungen zu spezifizieren. Einzig Szenario 4 mit der besten Anpassung der Einspeisekurve – und damit einer möglichst großen Übereinstimmung mit der PV-Leistungskurve – bietet sich für weitere Betrachtungen an. Im Falle einer Verbindung mit einer PV-Anlage als Energiequelle muss ein Jahreszyklus mit Witterungs- und Jahreszeitabhängigkeit sowie die Prognostizierbarkeit dieser Abhängigkeiten beachtet werden. Regionale Prognosen für Wind und Sonne sind heute schon für drei Tage im Voraus mit sehr hoher Genauigkeit verfügbar. Eine Reglerfunktion des SIESTORAGE muss das Lade-/Entladeverhalten entsprechend einer prognostizierten Kurve umsetzen.

Darüber hinaus muss bei fluktuierenden Energiequellen eine statistische Grenze für die Verfügbarkeit des Speichers angesetzt werden, da Unwägbarkeiten auftreten können. Diese Grenze wird bei der Planung des Speichers in Abhängigkeit von der betrachteten Anwendung festgelegt und geht als Randbedingung in die Planung ein. Zudem wurde noch keine Lastganglinie für die Anwendung berücksichtigt. Auch ein mögliches Versorgungsziel, wie zum Beispiel eine tägliche Spitzenlastabsenkung oder die Abgabe eines möglichst genauen Energiefahrplans, wurde noch nicht in die Betrachtungen einbezogen. Deshalb sind weiter reichende Betrachtungen zur Effizienz des SIESTORAGE-Einsatzes erforderlich.



Siemens AG  
Infrastructure & Cities Sector  
Low and Medium Voltage Division  
Postfach 32 20  
91050 Erlangen  
Deutschland

Die Informationen in dieser Broschüre enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden. Alle Erzeugnisbezeichnungen können Marken oder Erzeugnisnamen der Siemens AG oder anderer, zuliefernder Unternehmen sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen kann.

Änderungen vorbehalten • 0613  
© Siemens AG 2013 • Deutschland