

Stromversorgung im Einfamilienhaus: Ist Autarkie wirtschaftlich?

Thomas Staudacher und Sebastian Eller

Photovoltaik (PV)-Batteriesysteme, wie sie bereits am Markt angeboten werden, bieten eine Möglichkeit, den Eigenverbrauchs- sowie Eigendeckungsanteil – d. h. den Grad an Autarkie – zu erhöhen. Ausgehend von den so erzielten hohen Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteilen wäre die Autarkie durch den Einsatz eines PV-Hybridsystems ein nächster möglicher Schritt der privaten Stromversorgung. Dazu bedarf es im System allerdings zusätzlich eines grundlastfähigen Stromerzeugers zur Deckung der Residuallast. Aber ist Stromautarkie überhaupt ökonomisch erstrebenswert? Im Folgenden wird die Wirtschaftlichkeit eines PV-Hybridsystems, bestehend aus PV-Anlage, Batterie und Dieselgenerator, mittels einer Simulation untersucht.

Aufgrund des in Deutschland deutlichen Anstiegs der Haushaltsstrompreise in den letzten Jahren, der zu erwartenden Steigerungen in der Zukunft sowie der sich verändernden Förderrichtlinien wird die Erhöhung des Autarkiegrades bei PV-Anlagen zur Sicherung eines aus Entscheidersicht wirtschaftlichen Betriebs weiter an Bedeutung gewinnen.

Das mehrjährige Forschungsprojekt „EnEff:Wärme – Dezentrale Stromversorgungskonzepte“ [1] untersucht u. a. PV-Hybridsysteme zur dezentralen autarken Stromversorgung. Bei PV-Hybridsystemen werden Photovoltaikanlagen mit anderen Stromerzeugern – wie z. B. Mini-Windkraftträdern, Kleinwasserkraftanlagen, Mini-KWK oder Stromerzeugungsaggregaten (Generatoren) – kombiniert. Durch den zusätzlichen Einsatz von Energiespeichern können fluktuierende Erzeuger auf die Last abgestimmt werden, so dass eine Versorgung im Inselbetrieb rund um die Uhr möglich wird.

Unterschiedliche PV-Hybridsysteme

Man unterscheidet die Kopplung von Verbrauchern und Erzeugern auf der Gleichspannungs- (DC-Kopplung) und Wechselspannungsebene (AC-Kopplung). Ein typisches DC-gekoppeltes System ist das sog. Solar-Home-System im niedrigen Leistungsbereich, das vor allem die Inselversorgung der Beleuchtung mit Gleichstrom sicherstellen soll. Inselsysteme mit AC-Kopplung werden für einen höheren Leistungsbereich eingesetzt und bieten den Vorteil, dass sie sehr leicht durch weitere Stromerzeuger



Auch wenn PV-Hybridsysteme in Deutschland heute noch nicht wirtschaftlich sind, können sie auf lange Sicht zu einem wettbewerbsfähigen Modell werden
Foto: Mauritius

erweitert werden und alle konventionellen Wechselstromverbraucher versorgen können [2]. Die Untersuchungen zur autarken Stromversorgung von Haushalten konzentrieren sich auf ein AC-gekoppeltes System. Der bidirektionale Inselwechselrichter baut in Verbindung mit dem Batteriespeicher das Inselnetz auf und steuert die Be- und Entladung des Speichers.

In Deutschland führen PV-Hybridsysteme aufgrund der effizienten, zuverlässigen und sehr gut ausgebauten Strominfrastruktur derzeit ein absolutes Nischendasein. Die wissenschaftliche Analyse und Anwendung dieser Systeme konzentriert sich daher vor allem auf Länder, in denen kein ausreichend ausgebautes Stromnetz vorhanden ist oder

aber eine Netzerweiterung zu kostspielig wäre.

Simulation der autarken Stromversorgung mit einem PV-Batterie-Diesel-System

Das untersuchte PV-Hybridsystem ist in Abb. 1 schematisch dargestellt und erweitert das in [3] für einen Vier-Personen-Modellhaushalt analysierte PV-Hausspeichersystem durch einen Dieselgenerator. Der Inselwechselrichter und der Batteriespeicher bilden das Kernstück des Systems und bauen das Inselnetz (Wechselstrom) auf. An dieses werden die Erzeugungsanlagen – im untersuchten System die PV-Anlage und der Dieselgenerator – angeschlossen.

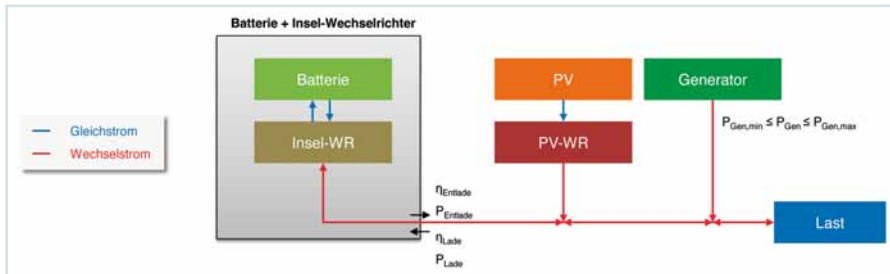


Abb. 1 Schematischer Aufbau des PV-Hybridsystems

Als Modellhaushalt für die Untersuchungen dient ein Vier-Personenhaushalt eines Einfamilienhauses in Neufahrn bei München, dessen Verbrauchswerte mit einem Smart Meter über ein Jahr in viertelstündlicher Auflösung gemessen wurden. Der Haushalt mit einem Jahresstromverbrauch von rd. 4 300 kWh verfügt über eine PV-Anlage (Dünnschicht) mit einer Nennleistung von 4,5 kW_p, Südausrichtung und 30°-Neigung, die zur Validierung des PV-Modells dient.

Der Leistungsgang der PV-Anlage wird durch ein PV-Modell berechnet. Dieses kann sowohl für kristalline als auch für Dünnschichtmodule eingesetzt werden. Eingangsdaten sind die Einstrahlung auf die geneigte Ebene, die Umgebungstemperatur

aus der Software Meteonorm sowie Angaben aus den Moduldatenblättern (z. B. relativer Wirkungsgradverlauf, Temperaturkoeffizient bei Standard Test Conditions (STC)). Aus diesen Daten kann die relative Leistung der PV-Anlage in Bezug auf die Nennleistung bei STC berechnet werden. Im letzten Schritt wird eine Wirkungsgradkennlinie der PV-Wechselrichter berücksichtigt.

Die Batterie wird durch ein Batteriemodell wiedergegeben, das mit dem Inselwechselrichter zusammengefasst wird. Es können die Wirkungsgrade und maximalen Leistungen für das Laden und Entladen, die Kapazität sowie die Entladetiefe und der Anfangsladezustand vorgegeben werden. Das Modell berechnet pro Zeitschritt die mögliche be- oder entladbare Leistung sowie den Ladezustand.

che be- oder entladbare Leistung sowie den Ladezustand.

Der Generator wird durch die Vorgabe einer Nennleistung und einer Wirkungsgradkennlinie modelliert. Es wird die in [2] dargestellte Wirkungsgradkennlinie für typische kleine Dieseldgeneratoren verwendet. Der maximale Wirkungsgrad wird bei dieser Kennlinie erreicht und beträgt etwa 25 %. Mit sinkender Leistung verringert sich der Wirkungsgrad, so dass im unteren Teillastbereich nur sehr niedrige Werte erreicht werden können. Die Fahrweise der simulierten Gesamtanlage ist schematisch in Abb. 2 dargestellt.

Analog zu den bereits in [3] vorgestellten PV-Hausspeichersystemen wird die PV-Erzeugung zunächst direkt selbst verbraucht. Überschüsse werden bis zur maximalen Ladekapazität in der Batterie gespeichert, wobei ein verbleibender Überschuss im Inselfsystem nicht mehr genutzt werden kann. Verbleibt bei zu geringer PV-Erzeugung eine Restlast, soll diese allein durch Entladung der Batterie gedeckt werden.

Erlaubt es der Ladezustand der Batterie nicht, die zeitlich variierende Restlast zu decken, kommt im untersuchten System der Generator zum Einsatz. Der Generator kann gesteuert und dynamisch betrieben werden. Eine dynamische Betriebsweise in niedrigen Teillastbereichen ist jedoch mit starken Wirkungsgradeinbußen verbunden. Es wird daher ein hoher Leistungs- und damit Wirkungsgradbereich vorgegeben, in dem der Generator gefahren werden soll. Die Grundlage für eine derartige Betriebsweise ist der in [4] vorgestellte Algorithmus. Dieser wurde für die Deckung von hohen Restlastspitzen durch einen vorgehaltenen Batteriepuffer weiterentwickelt. Da der Generator ausschließlich im vorgegebenen optimalen Bereich läuft, kann bei geringerer Last ein Überschuss entstehen, der zum Laden der Batterie eingesetzt wird.

Übersteigt die Restlast die maximale Leistung des Generators, erfolgt die Lastdeckung zusätzlich durch die Batterie, die für diesen Fall immer einen einstellbaren temporären Puffer vorhält. Andernfalls fährt der Generator im optimalen Betriebsbereich dynamisch der Last nach.

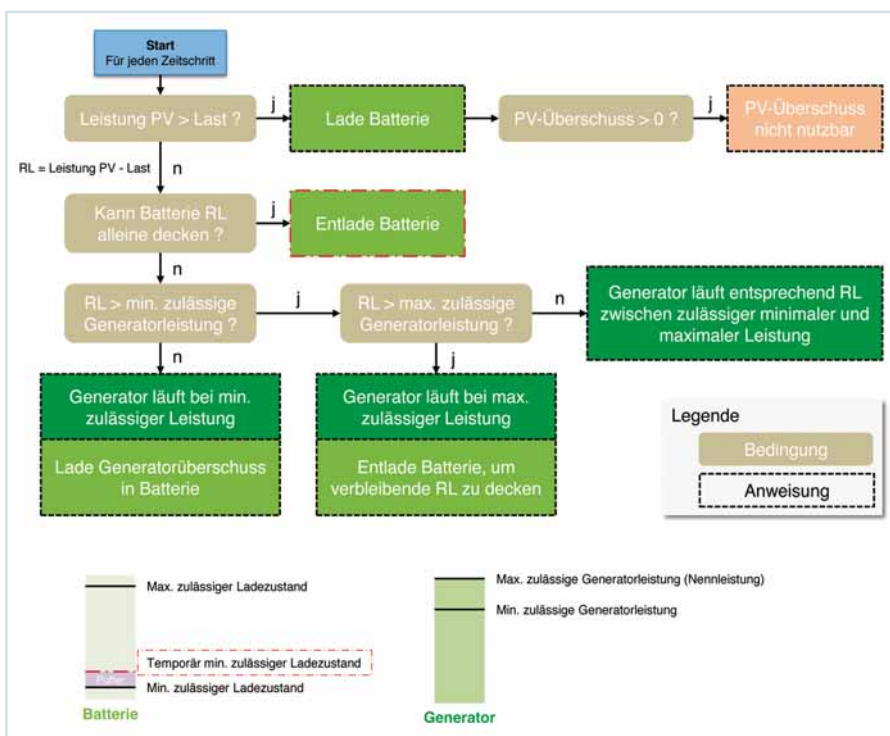


Abb. 2 Schematischer Simulationsablauf

In der Tabelle sind die wesentlichen wirtschaftlichen und technischen Parameter für die Simulation zusammengefasst. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt auf realer Basis und berücksichtigt auch Ersatzinvestitionen sowohl für die Batterie, als auch für den Generator. Der Insel-Wechselrichter muss die maximale Last decken können und wird nach dieser dimensioniert.

Simulationsergebnisse

Im Systemaufbau sind die Parameter PV-Nennleistung, Batteriekapazität und Generatornennleistung frei wählbar. Die Wirtschaftlichkeit des Systems wird durch Optimierung mithilfe genetischer Algorithmen bestimmt. Dabei wird als Zielfunktion die Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der eingesetzten Variablen unter den gegebenen Randbedingungen optimiert.

Die optimierte Anlagenkonfiguration und Fahrweise ist in Abb. 3 für eine Woche im Oktober dargestellt. Die Berechnung ergibt eine geforderte PV-Nennleistung von 5,0 kW, eine Batteriekapazität von 15,8 kWh und eine Generatornennleistung von 2,0 kW. Daraus folgt eine Annuität von 2 380 €/a. Unter Annahme eines Strompreises von 26 ct/kWh und einer jährlichen nominalen Strompreissteigerung von 5 % ergibt sich für den vom Versorger

Tab.: Wirtschaftliche und technische Parameter der Simulation		
Allgemein		
Geforderte Versorgungssicherheit ¹	99,9	%
Betrachtungszeitraum	20	a
Realer Zinssatz	6	%/a
Inflationsrate	2	%/a
PV-Anlage (Dünnschicht)		
Spezifische Investitionskosten ²	1 350	€/kW _o
Anteil der betriebsgebundenen/sonstigen Kosten	1	% der Investitionskosten
Inselssysteminfrastruktur und Batterie		
Minimaler SOC	10	%
Minimaler SOC (temporär)	20	%
Maximaler SOC	90	%
Maximale Lade-/Entladeleistung	6	kW
Lade-/Entladewirkungsgrad	93	%
Zyklenzahl bei 80 % DOD	3 000	
Kalendarische Lebensdauer [5]	20	a
Spezifische Investitionskosten Inselssysteminfrastruktur ³	1 400	€/kW ⁴
Spezifische Investitionskosten der Batterie [6]	350	€/kWh ⁵
Reduktion der Batterieinvestitionskosten	4	%/a
Dieselelgenerator (Brennstoff: Heizöl)		
Leistungsbereich des Generators	80-100	% bezogen auf Nennleistung
Unterer Heizwert Brennstoff	9,9	kWh/l
Maximale Betriebsstunden	15 000	h
Spezifische Investitionskosten	400	€/kW
Brennstoffkosten	0,9	€/l
Anstieg der Brennstoffkosten	4	%/a

¹ Gedeckte Last bezogen auf die Gesamtlast
² Schlüsselfertige Anlage inklusive Wechselrichter
³ Inselssysteminfrastruktur: Inselwechselrichter und sonstige Komponenten (Verkabelung, Batterie-Sicherungslasttrennschalter,...)
⁴ Bezogen auf installierte Leistung des Inselwechselrichters
⁵ Bezogen auf die Gesamtkapazität der Batterie

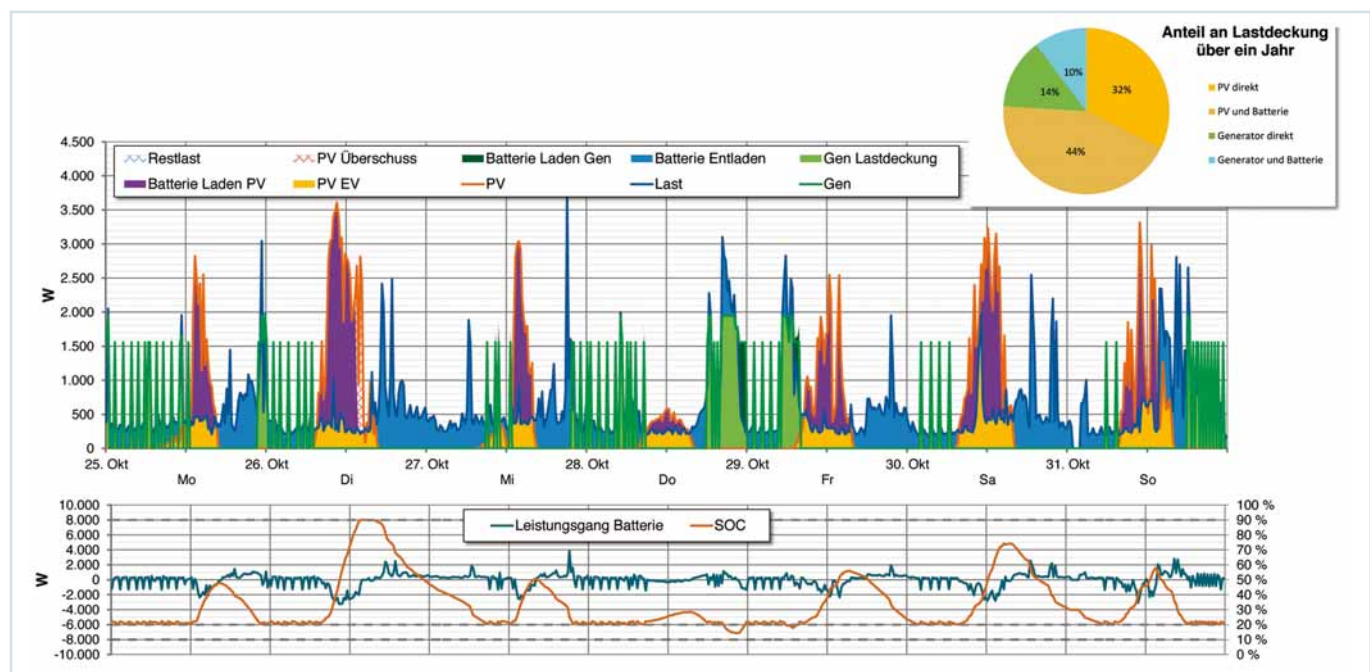


Abb.3 Simulation des Hybridsystems am Beispiel des Modellhaushalts

bezogenen Strom die Annuität von 1 390 €/a. Damit müssten für die Stromautarkie rd. 1 000 €/a zusätzlich aufgewendet werden.

An sonnigen Tagen wird die Last tagsüber solar gedeckt und die Batterie zusätzlich mit einem Ladezustand (SOC) zwischen 20 und 90 % beladen. In den Abendstunden kann die Last zunächst durch das Entladen der Batterie und anschließend durch den Einsatz des Dieselgenerators, der zeitweise gleichzeitig die Batterie lädt, gedeckt werden. Der Gene-

rator läuft rund 680 Stunden im Jahr. Das Tortendiagramm zeigt die Anteile der Lastdeckung für das ganze Jahr. Insgesamt werden 76 % solar und die restlichen 24 % fossil gedeckt. 54 % der Lastdeckung erfolgt über den indirekten Weg der Batterie. Der solare Überschuss beläuft sich auf 1 990 kWh.

In Abb. 4 sind ausgewählte Rasterdiagramme in Abhängigkeit von Tages- und Jahreszeit aufgetragen. Der Leistungsgang von Batterie und Insel-Wechselrichter sowie

der SOC der Batterie zeigen im Jahres- und Tagesverlauf das Be- und Entladen der Batterie. Diese erreicht vor allem in den Sommermonaten ihren maximal möglichen SOC von 90 % und behält in dieser Zeit auch in der Nacht noch einen hohen Ladezustand. Im Winter und den Nachtstunden entleert sich die Batterie erwartungsgemäß bis zum temporär minimalen Ladezustand von 20 %. Der Ausschnitt von Abb. 4 links unten zeigt den PV-Überschuss, der vor allem in den Sommermonaten in hohem Maße auftritt. Der Generator verursacht erwartungsgemäß das komplementäre Bild zum Batterieladezustand.

Abb. 5 zeigt einen Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen reinem Strombezug aus dem Netz und dem vom PV-Hybridssystem erzeugten Strom. Der Netzbezug ist in dieser annuitätischen Betrachtung auf einer Sicht von 20 Jahren die um rd. 1 000 €/a günstigere Variante der Stromversorgung. Etwa die Hälfte der Kosten beim PV-Hybridsystem entsteht durch die Batterie und die Inselssysteminfrastruktur. Investitions- und Betriebskosten zusammen sind für die PV-Anlage nur geringfügig höher als für den Dieselgenerator, obwohl sie ungefähr die dreifache Last deckt und knapp 2 000 kWh solaren Stroms nicht genutzt werden können. Der Hauptanteil der Kosten für den Dieselgenerator ergibt sich aus dem Brennstoffverbrauch, woraus folgt, dass PV-Strom – entsprechende Lastgänge vorausgesetzt – die Kosten für dieselbetriebene Stromversorgungssysteme senken kann.

Zukunftsperspektiven der „Solaren Autarkie“

Die autarke Stromversorgung im Einfamilienhaus mit PV, Batterie und Dieselgenerator ist derzeit in Deutschland, auch bei optimaler Abstimmung der Komponenten, noch keine wirtschaftliche Form der elektrischen Versorgung. Legt man den Berechnungen jedoch einen weiter steigenden Strompreis sowie sinkende Investitionskosten für Batteriespeichersysteme und PV-Module zugrunde, könnte das betrachtete PV-Hybridssystem auf lange Sicht zu einem wettbewerbsfähigen Modell werden. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass ein nicht geringer Anteil der PV-Module – nach Ablauf der 20-jährigen Vergütung durch das EEG

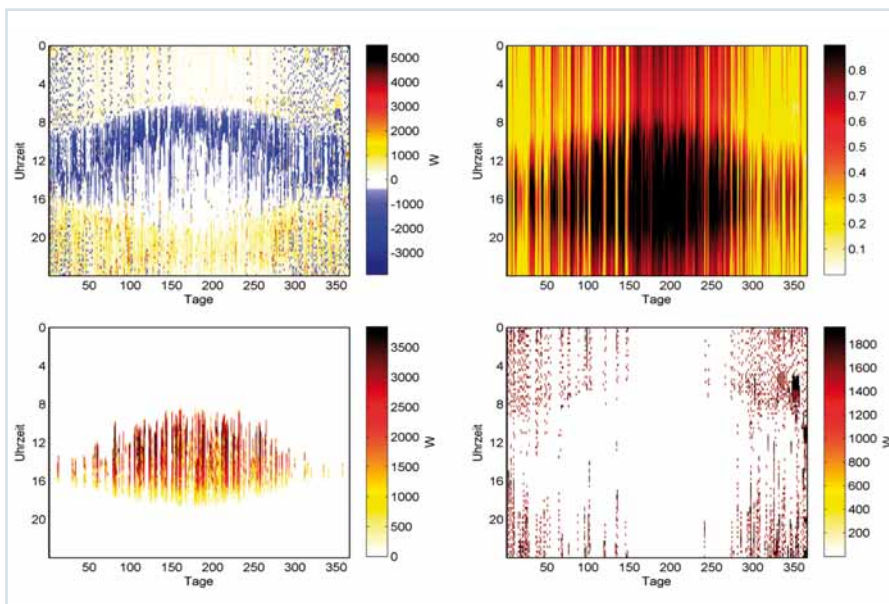


Abb. 4 Leistungsgang Batterie/Insel-WR (links oben), SOC Batterie (rechts oben), Leistungsgang PV-Überschuss (links unten) und Leistungsgang Generator (rechts unten)

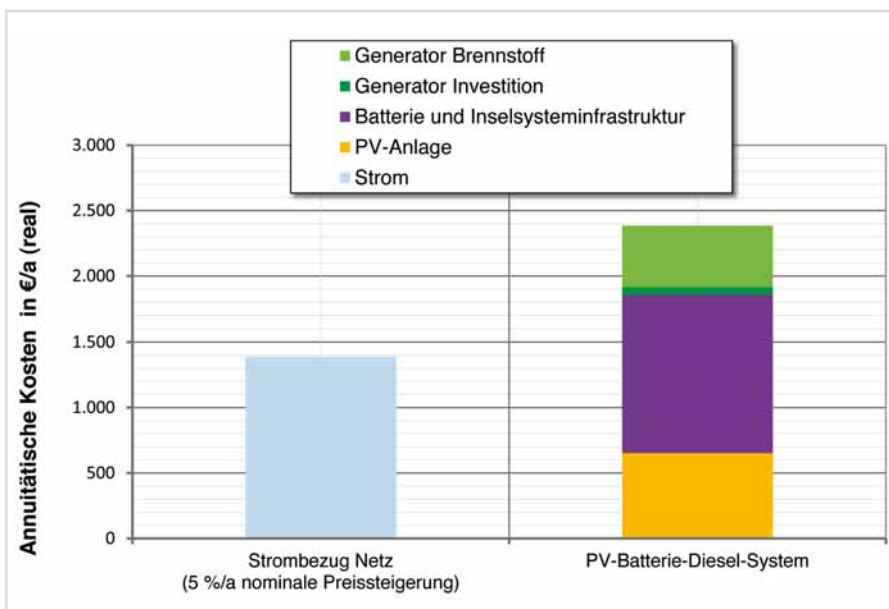


Abb. 5 Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen reinem Strombezug vom Netz und dem betrachteten PV-Hybridsystem

und unter der Voraussetzung ausreichender Lebensdauer der Module – weiter Strom für unter 1 ct/kWh produzieren kann, so dass PV-Hybridsysteme in Deutschland zukünftig deutlich wirtschaftlicher werden könnten.

Literatur

[1] Staudacher, T.; Eller, S.; Habermann, J.; Pfeifroth, P.: EnEff:Wärme – Dezentrale Stromversorgungskonzepte; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), laufend, Projektende 2015.

[2] Solare Insel- und Backup-Versorgung - Grundlagen, Anwendungen und SMA Lösungen. Niestetal: SMA Solar Technology AG, 2012.

[3] Staudacher, T.; Eller, S.: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. In: BWK Ausgabe 06/2012, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2012, S. 38-45.

[4] Elbaset, A. A.: Genetic Algorithm Based Optimal Sizing Of PV-Diesel-Battery System Considering CO₂ Emission And Reliability. In: International Journal of Innovative Computing, Information and Control, 2010.

[5] Krause, M.: Akkusysteme. In: Photon - Ausgabe 08/2011. Aachen: Photon Europe GmbH, 2011.

[6] Bukvič-Schäfer, A. S.: Energiespeicher. Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) Verein an der Universität Kassel e.V., 2009.

Dipl.-Phys. T. Staudacher, Dipl.-Ing. S. Eller, Wissenschaftliche Mitarbeiter, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), München

TStaudacher@ffe.de

SEller@ffe.de

Energy Storage 2013 – International Summit for the Storage of Renewable Energies

Die Veranstaltung „Energy Storage 2013 – International Summit for the Storage of Renewable Energies“, organisiert von der Messe Düsseldorf und der Solarpraxis AG, gibt einen Überblick über alle wichtigen Themen aus dem Bereich Energiespeicherung. Sie ist Branchentreffpunkt für die bedeutendsten Akteure aus Industrie, Energiewirtschaft, Politik und Wissenschaft und findet am 18. und 19.3.2013 in Düsseldorf statt. Eröffnet wird die Energy Storage-Konferenz von Bundesumweltminister Peter Altmaier und Jeremy Rifkin, Präsident der Foundation on Economic Trends.

Integrierter Bestandteil der Konferenz ist das Energy Storage Production Technology Forum 2013, auf dem aktuelle Fertigungstechnologien, Anwendungsmöglichkeiten, Wirtschaftlichkeit und weitere Rahmenbedingungen für den Ausbau des Batterie- und elektrochemischen Speichermarktes vorgestellt werden. Eine Fachausstellung, die marktfähige Anwendungen und neue Konzepte im Bereich der Energiespeicherung zeigt, wird das Veranstaltungsprogramm angemessen abrunden.

Weitere Informationen unter: www.energy-storage-online.de

Elektrizitätsmesstechnik 2013

Vorschriften – Gerätetechnik – Prüftechnik –
Energiedatenmanagement

Martin Kahmann / Peter Zayer (Hrsg.)

1. Auflage 2013

11 cm x 15 cm, ca. 260 Seiten, vierfarbig, Hardcover

36,- €

ISBN 978-3-8022-0952-9

Bestell-Nr. 8941 13



Auch als E-Book erhältlich!



Wissen ist unsere Energie.

Mit aktuellen Beiträgen zu Vorschriften, Gerätetechnik, Prüftechnik und Energiedatenmanagement

Der Jahresband bietet einen umfassenden Überblick über technische wie auch energiewirtschaftliche Themen rund um die Mess- und Zähltechnik sowie die inzwischen immer bedeutsamer werdende zugehörige Datenkommunikations- und Datenverarbeitungstechnik. Eine zunehmende Betrachtung des Smart Metering als einen Teilaspekt des großen Themas Smart Grid bildet die gemeinsame Klammer um die Beiträge. Mit den neu erworbenen Kenntnissen aus dem Jahresband finden Sie im beruflichen Alltag Unterstützung, um die Aufgabenstellungen zu bewältigen.

Inhalt (Auszug): Perspektive Smart Metering in Europa bis 2020 | Das Messwesen nach der EnWG-Novelle 2011 | Das FNN-Projekt „MessSystem 2020“ | DIN Spec 33440 „Ergonomie-Aspekte zu Smart Grid und Elektromobilität“ | Lastverschiebung als Baustein der Energiewende | Die wesentlichen Kostentreiber bei den Messsystemen nach BSI-Schutzprofil | Einfluss der neuen Rahmenbedingungen im Messwesen auf die unternehmensübergreifenden Prozesse

Weitere Informationen finden Sie unter
www.energie-fachmedien.de

EW Medien und Kongresse GmbH
Kleyerstraße 88
60326 Frankfurt am Main
Telefon: 0 69.710 46 87-311
Telefax: 0 69.710 46 87-359
E-Mail: vertrieb@ew-online.de
www.ew-online.de

EW
Medien und Kongresse