

Heute sind zahlreiche Energiesysteme verfügbar, die einzeln für sich mehr oder weniger gut charakterisiert sind, deren optimales funktionales Zusammenwirken in einem heterogen integrierten Gesamtsystem aber noch nicht Stand der Technik ist. So kommt es in der Gebäudetechnik vor, dass sich Heizungsregelung und Lüftung gegenseitig „bekämpfen“. Oder Photovoltaik-(PV)-Anlagen werden abgeschaltet, weil ihnen kein aufnahmebereiter Speicher Energie abnehmen kann.

Das Zentrum für Energietechnik (ZET) arbeitet, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und in Kooperation mit Unternehmen, allen voran der Fa. Richter R&W Steuerungstechnik, an Lösungsstrategien für die effiziente Bereitstellung, Verteilung und Speicherung von Energie in industriellen und kommunalen Anlagen. Ein verbessertes Gesamtverhalten des Systems aus Energiequellen und Verbrauchern lässt sich dadurch erreichen, dass man die Kopplung zwischen den Systemteilen durch eine übergeordnete Leiteinrichtung steuert. Die Erzeugung, Interpretation und Nutzung verdichteter Informationen führt zu einem fast schon intelligent anmutenden Systemverhalten. Wenn verschiedene Systemteile im privaten Wohnbereich vernetzt und gesteuert werden, ist heute der Begriff „Smart Home“ gebräuchlich (vgl. S. 48 bis 53). Bei Produktions- oder Versorgungseinrichtungen spricht man allgemein von einem „Smart Energy System“. Dessen Leiteinrichtung wird hier als „Smart Controller“ oder auch als „Intelligenter Energieknoten (IEK)“ bezeichnet.

Energiesystemsteuerung im industriellen und kommunalen Bereich

Eine übergeordnete Leiteinrichtung kann die Energiekosten einer größeren Anlage auf vielfältige Weise beeinflussen, indem sie beispielsweise

- vorausschauende Analysen wie Wetterprognosen, Verbrauchs- und Tarifdaten aus intelligenten Messsystemen (Smart-Meter-Daten) oder Fuhrparkdaten berücksichtigt,
- die Energieentnahme aus verschiedenen Energiequellen sowie die Energieabgabe an Speicher und Verbraucher steuert oder
- Transformationsverluste zwischen Netzebenen vermeidet.

Im industriellen und kommunalen Bereich sind beim Einbau eines IEK allerdings gegenüber Anwendungen in privaten Haushalten zusätzliche Anforderungen zu beachten. So verlangt die Integration eines IEK in bereits vorhandene Anlagen die Kompatibilität mit industrietypischer Hardware. Dabei kommen üblicherweise speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) zum Einsatz. In dieser IT-Umgebung stehen nicht dieselben Ressourcen und Programmiersprachen zur Verfügung wie bei normalen PCs.

Auch Fragen der funktionalen Sicherheit (Gefährdung der Umgebung durch das System) und des Schutzes (Gefährdung des Systems durch die Umgebung) spielen eine viel wichtigere Rolle als im privaten Haushalt. Wenn ein privater PC durch eine

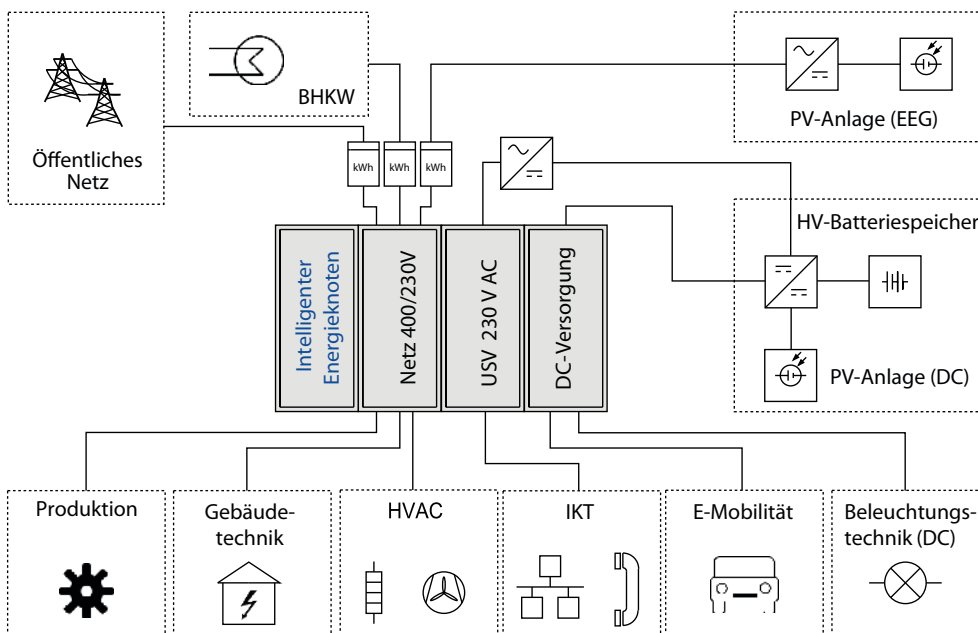
AUTOREN



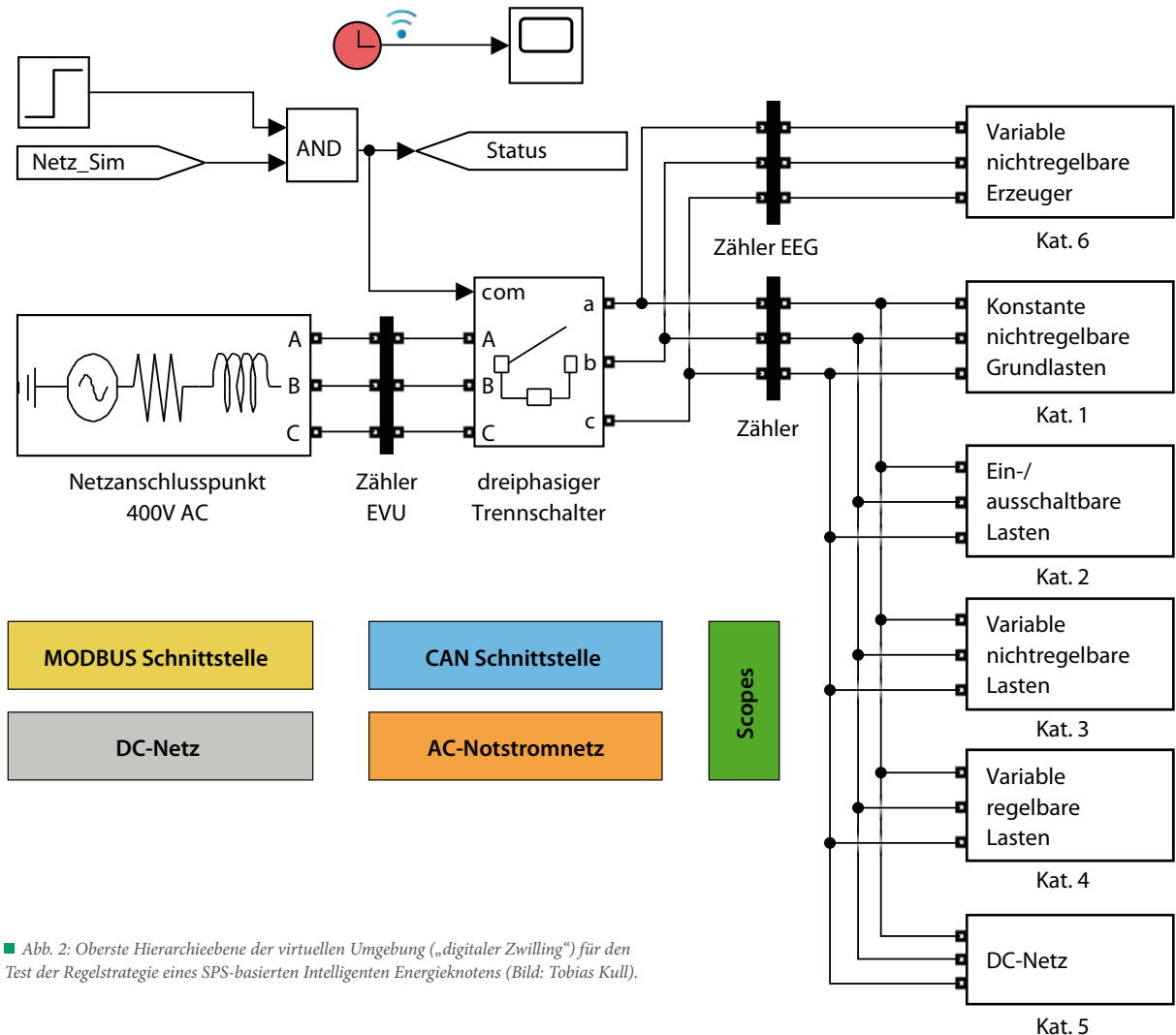
■ Prof. Dr.-Ing. Gerhard Fischer-auer ist Inhaber des Lehrstuhls für Mess- und Regeltechnik und stellvertretender Direktor des Zentrums für Energietechnik (ZET) der Universität Bayreuth.



■ Tobias Kull M.Sc. ist wissenschaftlicher Mitarbeiter und Doktorand am Lehrstuhl für Mess- und Regeltechnik.



■ Abb. 1: Blockschaltbild des realen Energiesystems in der Demonstrationsanlage (Bild: Tobias Kull / Richter R&W Steuerungstechnik).



■ Abb. 2: Oberste Hierarchieebene der virtuellen Umgebung („digitaler Zwilling“) für den Test der Regelstrategie eines SPS-basierten Intelligenen Energieknotens (Bild: Tobias Kull).

Microsoft-Aktualisierung oder durch Schadsoftware lahmgelegt wird, ist dies ärgerlich. Wenn die Steuerung eines Klärwerks blockiert wird und dadurch zum Beispiel unvollständig aufbereitete Abwässer in die natürlichen Gewässer gelangen, können die Folgen gravierend sein. Aus diesem Grund basieren die verwendeten SPS auf Linux statt Windows und werden nicht direkt mit dem Internet verbunden.

Methodik der virtuellen Inbetriebnahme

Unter Sicherheits- und Schutzaspekten kann man einen neu entwickelten Intelligenen Energieknoten nicht in der realen Anwendungsumgebung testen. Vielmehr muss man dem IEK die Welt, in die er später eingebettet werden soll, vorgaukeln. Bestandteile dieser Welt sind etwa eine Photovoltaik-Anlage, ein Batteriespeicher oder ein Verbraucher. Die IEK-

Hardware wird also in eine Testumgebung eingebettet, die alle zu steuernden Systemteile umfasst und einen „digitalen Zwilling“ der späteren realen Anwendungsumgebung darstellt. Man spricht hier auch von einem *Hardware-in-the-Loop*-Konzept. Um Fehler bei der technischen Kommunikation auszuschließen, muss der IEK mit dem digitalen Zwilling über industrietypische Peripherie und Schnittstellen interagieren.

Im Zentrum für Energietechnik der Universität Bayreuth (ZET) wurde eine Laborumgebung aufgebaut, in der ein SPS-basierter Intelligenen Energieknoten über industrielle Bussysteme (Modbus TCP und CAN) mit einem PC interagiert. Hier ist der digitale Zwilling der Anwendungsumgebung in dem von Ingenieuren häufig genutzten Programm Matlab/Simulink implementiert. So gelingt es, Stellbefehle des Regelalgorithmus auf dem IEK in den PC einzu-

LITERATURTIPP

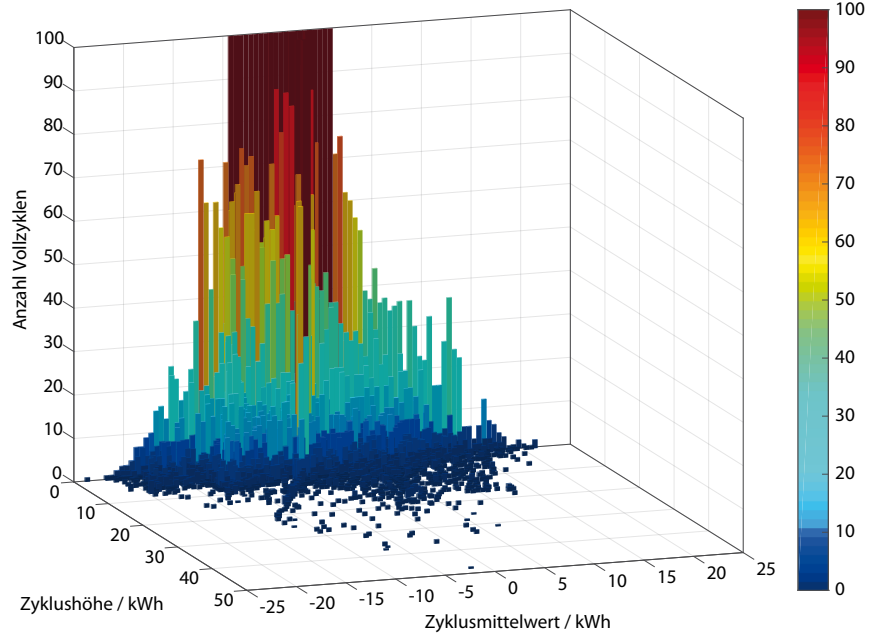
T. Kull, B. Zeilmann, G. Fischer-aauer: Hardware-in-the-loop Test Concept for an Energy-optimized Process Control, in: R. Tutsch, A. Schütze (ed.): Tagungsband 20. GMA/ITG-Fachtagung Sensoren und Messsysteme 2019. Wunstorf 2019, S. 789-793. DOI: 10.5162/sensoren2019/P3.8.

lesen („Speise Verbraucher A aus dem Batteriespeicher und trenne Verbraucher B vom Netz“), die Reaktionen des Energiesystem-Modells auf diese Stellbefehle zu berechnen („Batterie wird entladen“) und dem IEK berechnete oder tatsächlich gemessene Reaktionen auf seine Befehle zurückzumelden.

Auf diese Weise kann man die grundsätzliche Funktion eines IEK-Algorithmus testen und Fehler aufspüren. Einer der größten Vorteile liegt darin, dass man im Vergleich zur realen Welt auf beschleunigter Zeitskala testen kann. Man stelle sich etwa vor, die Funktionalität des IEK im Sommer (Hitze, viel PV-Leistung) und im Winter (Kälte, wenig PV-Leistung) könnte nur in der Realität getestet werden. Abgesehen von Sicherheitsfragen, würden diese Tests Monate oder Jahre in Anspruch nehmen. Hingegen macht es die Methodik der virtuellen Inbetriebnahme möglich, verschiedene Leistungsszenarien und das Verhalten eines IEK-Algorithmus in Tagen durchzuspielen.

Systemauslegung auf Basis bisheriger Daten

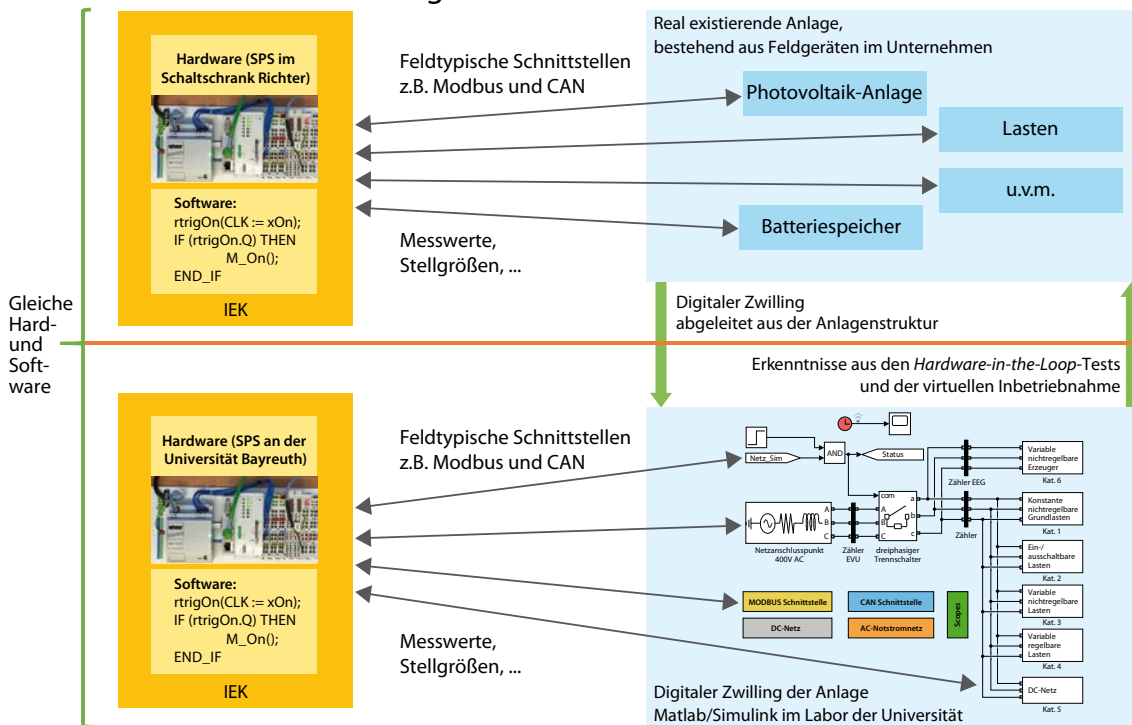
Ein IEK muss seine Regelstrategie an die Details des von ihm geführten Energiesystems anpassen. Wenn es sich um größere und heterogene Systeme han-



■ Abb. 3: Das Rainflow-Histogramm zeigt das Laden/Entladen des Batteriespeichers in der Referenzanlage für den Zeitraum vom 18. August 2018 bis 16. Januar 2019. Dabei ist die Anzahl geschlossener Zyklen als Funktion der Leistungsfuktuation und des mittleren Ladezustands aufgetragen, sie ist aus darstellerischen Gründen nach oben bei 100 abgeschnitten. Offenbar dominieren hier Zyklen mit geringer Leistungsfuktuation und geringem Leistungsmittelwert. Mit diesen Informationen lässt sich der Batteriespeicher optimal dimensionieren (Bild: Tobias Kull).

delt, steht die Bestandsaufnahme des zeitabhängigen Energieverbrauchs am Anfang jeder Regelstrategie und auch jeder Systemerweiterung, etwa um PV-Anlagen oder Batteriespeicher. Im Rahmen seiner Kooperation mit der Fa. Richter R&W Steuerungstechnik verfügt das ZET über eine Referenzanlage, die jederzeit eine Bestandsaufnahme ermöglicht,

Richter R&W Steuerungstechnik



■ Abb. 4: Das reale Energiesystem der Fa. Richter R&W Steuerungstechnik und der ‚digitale Zwilling‘ auf dem Campus der Universität Bayreuth (Grafik: Tobias Kull / Christian Göppner).

Universität Bayreuth / Zentrum für Energietechnik (ZET)

■ Abb. 5: IEK / DC-Modul (Gleichspannungsnetz) (Foto: Bernd Zeilmann).

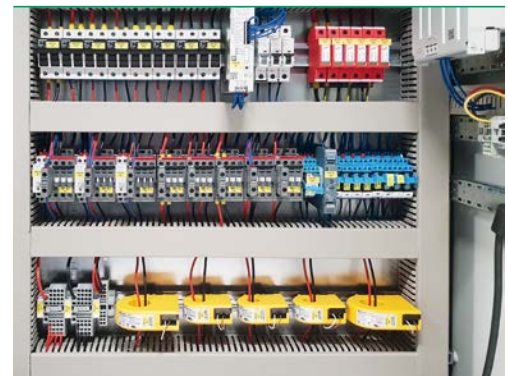
■ Abb. 6: Differenzstrommessungen im DC-Modul (Foto: Bernd Zeilmann).

indem sie alle erforderlichen Daten seit August 2018 aufzeichnet. Dabei werden die Ausgangsleistungen zweier PV-Anlagen, die aus dem Netz bezogene Leistung und die Summe der Verbraucherleistungen registriert. Erwartungsgemäß würde ein zusätzlicher Batteriespeicher die Energiekosten verringern helfen, weil er temporäre PV-Überschussleistung aufnehmen könnte.

Die Frage nach der optimalen Größe der Batterie ist allerdings nicht trivial. Eine Batterie mit hoher Kapazität wäre teuer, würde aber nur wenige vollständige Lade-/Entladezyklen pro Zeiteinheit durchmachen und daher länger halten (jede Batterie hält nur eine bestimmte Anzahl von Zyklen). Eine kleine Batterie wäre preisgünstiger, würde aber häufiger geladen und entladen und daher schneller altern.

In welchem Zeitraum sich die aktuellen Kosten eines Batteriespeichers amortisieren, hängt stark von der Nutzungsweise und von den jeweiligen finanziellen Randbedingungen wie der Einspeisevergütung für PV-Leistung ab. Bei der Referenzanlage verhält es sich so, dass sich eine kleine Batterie unter günstigen Marktbedingungen schon nach fünf Jahren, eine große Batterie unter ungünstigen Marktbedingungen aber erst nach 33 Jahren rechnet. Derzeit sind daher in wirtschaftlicher Hinsicht nur klein dimensionierte Speicher zu rechtfertigen. Nur durch eine Mehrfachverwendung für Notstromversorgung, Lastspitzenvermeidung und netzdienliche, mit Lastflexibilisierung einhergehende Flexibilitätsdienstleistungen (sofern diese vergütet werden) kann sich die Investition in einen Batteriespeicher in kürzeren Zeiträumen amortisieren.

■ Abb. 7: Bernd Zeilmann, Geschäftsführer der Fa. Richter Re-W Steuerungstechnik, Tobias Kull M.Sc. und Prof. Dr.-Ing. Gerhard Fischerauer in der Fabrikationshalle der Fa. Richter (v.l.) (Foto: Christian Wisfler).



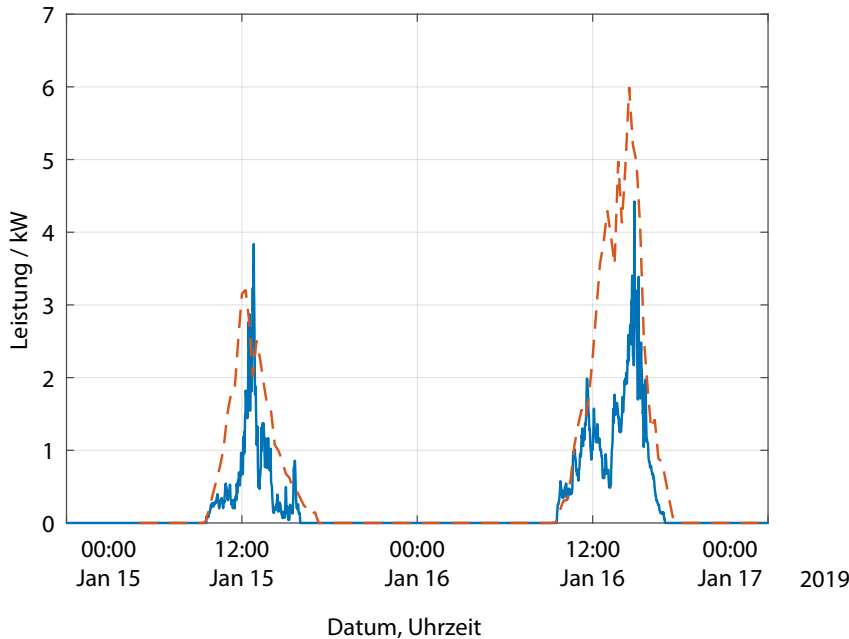
Regelung auf der Grundlage von aktuellen und künftigen Messdaten

Ein mit der Methodik der virtuellen Inbetriebnahme entwickelter IEK muss sowohl in der Entwicklungs- und Testphase als auch später in der realen Anwendungsumgebung mit Informationen über den Zustand seiner Energiequellen und -verbraucher versorgt werden. Wie bei jedem Regelkreis dienen dazu Messgeräte, hier vor allem Leistungsmessgeräte. Typisch für professionelle Anwendungen ist dabei, dass es keine einheitlichen Schnittstellen und Datenformate gibt, sondern dass man sehr heterogene Datenquellen miteinander verknüpfen muss. Die aktuellen Arbeiten am Lehrstuhl für Mess- und Regeltechnik der Universität Bayreuth sind dabei insofern bundesweit führend, als sie technische Entwicklungen einbeziehen, die noch nicht abgeschlossen sind und sich im ständigen Wandel befinden. Beispiele hierfür sind die Kommunikation mit Smart-Meter-Gateways und mit Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

Energiesysteme mit PV-Anlagen und Batteriespeichern weisen die Besonderheit auf, dass man das Verhalten des Gesamtsystems durch prognostizierte Messwerte der PV-Ausgangsleistung optimieren kann. Denn wenn morgen die Sonne scheint, kann man die Batterie jetzt entladen und morgen erneut laden; wenn es aber morgen regnet, kann man die Batterie schonen und stattdessen beispielsweise weniger wichtige Verbraucher abschalten. Natürlich kennt man die PV-Leistung von morgen nicht. Man kann sie aber schätzen, indem man Wetterprognose



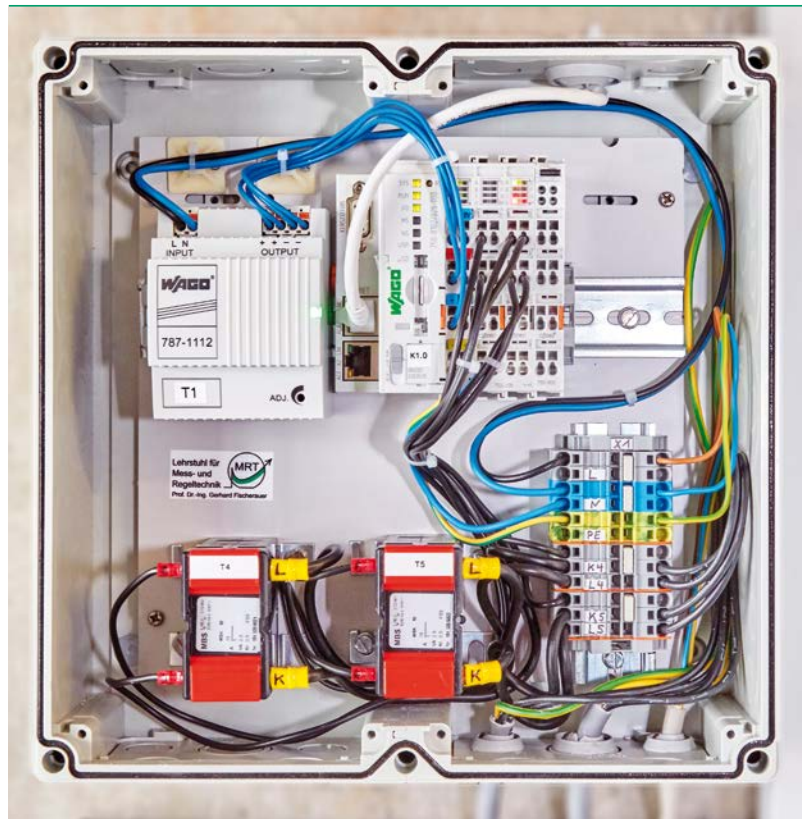
„Energiesysteme mit PV-Anlagen und Batteriespeichern weisen die Besonderheit auf, dass man das Verhalten des Gesamtsystems durch prognostizierte Messwerte der PV-Ausgangsleistung optimieren kann.“



■ Abb. 8: Gemessene (blaue Kurve) bzw. vorhergesagte (rote Kurve) Ausgangsleistung einer realen Photovoltaik-Anlage. Die Grafik zeigt eine Vorhersage mit einem Horizont von 45 Stunden, basierend auf dem Wetterprognosemodell des Deutschen Wetterdienstes, den Kennwerten der PV-Anlage und der PV-Modellbibliothek PVLIB Python (Bild: Tobias Kull).

sen und die Kenndaten der PV-Anlage zugrunde legt. Dies funktioniert nicht perfekt (auch Wettervorhersagen irren sich), aber doch recht gut. Daher erhält man, wenn prognostizierte PV-Leistungen in das Energiesystemmanagement einbezogen werden („modellprädiktive Regelung“), im statistischen Mittel bessere Ergebnisse, als wenn künftige Wetterbedingungen unberücksichtigt bleiben. Eine der im ZET gelösten Herausforderungen besteht darin, dass man die Wetterprognosen zwar aus dem Internet beziehen kann, der IEK aber aus Schutzgründen nicht direkt mit dem Internet verbunden werden darf.

Die Integration von Batteriespeichern in Energieanlagen hat zunächst den Vorteil, dass ein höherer Anteil der in der PV-Anlage erzeugten Energie für den Eigenverbrauch genutzt wird. Das prognosebasierte Laden trägt darüber hinaus entscheidend dazu bei, das Problem der tageszeitabhängigen Belastung der Stromnetze zu lösen. Auf Basis der Prognosen kann die Spitzenleistung der PV-Anlagen im Netz zur Mittagszeit in Batteriespeicher aufgenommen werden. Damit werden die Netze durch geringere Einspeisung entlastet. All das macht das Einbinden eines intelligent gesteuerten Batteriespeichers fast schon obligatorisch.



■ Abb. 9: Messdatenerfassung an einer Photovoltaik-Anlage (Foto: Tobias Kull).