

# Aspekte der Eigenstromversorgung mit Netzparallelbetrieb

Alfons HABER<sup>(1)</sup>, Hubert BAIER<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> Hochschule Landshut, <sup>(2)</sup>Technologiezentrum Energie,

Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, Tel.: +49 (0)871 – 506 230,  
Email: alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

## **Kurzfassung:**

Unter dem Begriff der Eigenstromversorgung wird allgemein die ausschließliche oder ergänzende Versorgung einer Last mit elektrischer Energie aus eigenen Erzeugungsanlagen verstanden. Durch die zunehmende Verbreitung dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis von z.B. Photovoltaik-Anlagen wächst auch das Interesse an der Eigenstromversorgung. Bei der detaillierten betrieblichen Analyse zeigt sich, dass hier eine Reihe von Herausforderungen entstehen können. Diese wurden am Technologiezentrum Energie der Hochschule Landshut verifiziert sowie erforscht und im vorliegenden Beitrag eingehend beschrieben. Schlussendlich werden Optimierungsmöglichkeiten diskutiert, die im Umfeld der Eigenstromversorgung zielführend sein können.

**Keywords:** Eigenstromversorgung, Erzeugungs- und Speichermanagement, Leistungs- und Energieflüsse, Spannungsqualität, Energieeffizienz, Netzurückwirkungen, Eigenverbrauch

## **1 Einleitung**

Der Begriff „Stromerzeugung“ vereint die Bereitstellung von Wirkleistung zur Verrichtung von Arbeit, sowie sogenannte Systemdienstleistungen, die zum Betrieb der Stromnetz-Infrastruktur [1], aber auch der Lasten im Einzelnen erforderlich sind.

Mit der signifikanten Verbreitung dezentraler Erzeugungsanlagen, z.B. basierend auf PV-Anlagen [2], wächst auch das Interesse an der Eigenstromversorgung [3]. Im konkreten Fall des Netzparallelbetriebs von Eigenstromversorgungsanlagen zeigen sich bei detaillierter Betrachtung allerdings technische Herausforderungen. Diese belegen, dass eine Eigenstromversorgung mit aktuell verfügbaren dezentralen Erzeugungsanlagen nur bezüglich bestimmter Aspekte realisierbar erscheint.

Für die Erforschung der Herausforderungen und Anforderungen einer Eigenstromversorgung wurde am Technologiezentrum Energie (TZE) der Hochschule Landshut unter Federführung des Fachbereichs Netzintegration eine „Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration“ aufgebaut. Diese Forschungs- und Demonstrationsanlage besteht aus kommerziell verfügbaren Komponenten für Erzeugung, Speicherung [4] und Last, die unter praxisbezogenen Bedingungen zusammenschaltet sind und betrieben werden. Zusätzlich ist eine umfangreiche Mess- und Steuerungsausstattung für die wissenschaftliche Arbeit mit dieser Anlage vorhanden.

Im vorliegenden Beitrag sollen am Beispiel dieser Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration zunächst die Funktionsweise und mögliche Zielrichtungen von Eigenstromversorgungsanlagen erläutert werden. Untermauert von umfangreichen Lastflussmessungen und Messungen zur Spannungsqualität (Power Quality – PQ) werden daran anschließend die bestehenden Herausforderungen aufgezeigt. Zusammenfassend werden potentiell erforderliche technische und ökonomische Weiterentwicklungsmöglichkeiten vorgestellt.

## **2 Die Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration – Beispiel einer Eigenstromversorgungsanlage**

Abbildung 1 zeigt eine Visualisierung der Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration. Als dezentrale Erzeugungsanlagen dienen dabei eine Photovoltaik-Anlage und ein Blockheizkraftwerk (BHKW). Die PV-Dachanlage besteht aus einem ost- und westseitig montierten Anlagenteil und verfügt über eine installierte Modulleistung in Summe von 27,4 kWp. Das BHKW ist steuerbar und wird derzeit wärmegeführt betrieben, mit Erdgas befeuert und verfügt über drei wählbare Leistungsstufen  $P_{el}$  gleich 2 kW, 3 kW oder 4 kW.

Als Speicher kommt ein elektrischer Energiespeicher zum Einsatz, mit dessen Hilfe ein steuerbarer Quelle-/Senke-Betrieb realisierbar ist. Es handelt sich hier um einen sogenannten AC-gekoppelten Akku-Speicher (Lithium-Eisenphosphat). Die AC-Kopplung bietet den Vorteil, dass die Beladung des Speichers ebenso wie die Leistungsabgabe (Entladung) stets ausschließlich über das AC-Stromnetz erfolgt und damit der Ladevorgang unabhängig von der PV-Leistung einstellbar ist. Dies erlaubt somit neben der Ladung des Speichers aus der PV-Anlage eine Ladung durch das BHKW oder durch das Stromnetz. Aufgrund der Kopplungsart kann im Netzparallelbetrieb ebenfalls eine anteilige Versorgung der Last aus dem Speicher erfolgen, das resultierende Delta wird dann vom Netz bereitgestellt. Kennwerte des elektrischen Energiespeichers sind unter anderem ein nutzbarer Energieinhalt von 8,5 kWh und eine AC-Leistung von 9 kVA, mit jeweils individuell einstellbarem Blind- und Wirkleistungsanteil. Die Ansteuerung des elektrischen Energiespeichers erfolgt über ein Modbus/TCP Kommunikationsinterface.

Die Erzeugungsanlagen und der Speicher sind für den Netzparallelbetrieb installiert. Damit kann die Last parallel durch das Netz und die Erzeugungsanlagen und/oder den Speicher versorgt werden.

Der Betrieb des Technologiezentrums Energie (Bürobetrieb mit Laboren) dient als reale Last für die Forschungs- und Demonstrationsanlage. Damit stehen typische Verbraucher mit begrenzter Steuerbarkeit zur Verfügung. Die Stromversorgung des TZE erfolgt über das öffentliche Stromnetz und ergänzend durch die Eigenstromversorgungsanlage. Weiterführend ist aus betrieblichen Gründen eine gebäudeinterne konventionelle Kompensationsanlage für das Blindleistungsmanagement installiert.

Zur detaillierten Analyse des Verhaltens dieser Eigenstromversorgungsanlage sind die Erzeugungsanlagen, der elektrische Speicher und das Netz mittels Netzanalysatoren ausgerüstet. Diese erlauben eine Erfassung von Wirk- und Blindleistung, jeweils phasenbezogen und als Summe. Die Messwertaufnahme erfolgt zumindest im Sekundentakt und ist ebenso, wie die Ansteuerung des elektrischen Speichers, in der Laborsteuerung integriert. Über die Netzanalysatoren hinaus befindet sich zusätzlich ein Spannungsqualitäts-Messgerät im Ein-

satz, mit dessen Hilfe an unterschiedlichen Stellen des hausinternen Stromnetzes PQ-Messungen möglich sind.

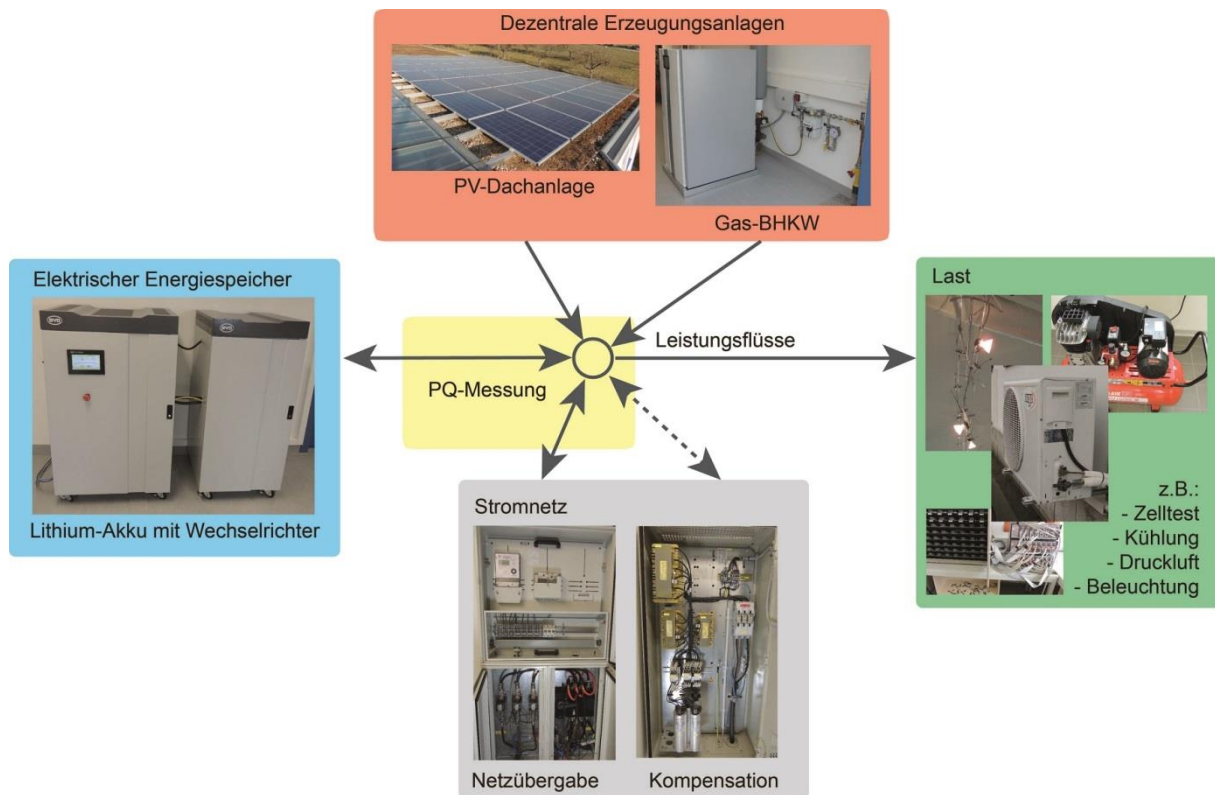


Abbildung 1: Übersicht zur Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration am TZE

### 3 Einsatz von Erzeugungs- und Speichermanagement

Der Betrieb von Lasten gestaltet sich im Regelfall nach dem Bedarf, also dem Büro- und Laborbetrieb. Dadurch ergibt sich allgemein ein Lastverlauf [5], der bei der Eigenstromversorgung durch das Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen, Speichern und dem Netz zu decken ist. Die PV-Anlage als Erzeugungsanlage liefert einen witterungs- und jahreszeitabhängigen volatilen Beitrag zur Lastdeckung. Dieser kann zwar nicht unmittelbar beeinflusst aber zumindest prognostiziert werden.

Anders gestaltet sich dies beim BHKW als Erzeugungsanlage. Der Beitrag zur Lastdeckung ist von der Betriebsweise abhängig, kann aber sehr wohl beeinflusst werden (aktuelle Betriebsweise wärmegeführt).

Zur Versorgung der Last wirken damit praktisch zwei, sich teilweise ergänzende Erzeugungsanlagen. In der Regel tritt im ungesteuerten Fall bei der vorhandenen Forschungsanlage keine unmittelbare zeitliche und leistungsbezogene Übereinstimmung von Eigenerzeugung und Last auf. Bei Eigenstromversorgungsanlagen ist daher grundsätzlich zu berücksichtigen, inwieweit die Erzeugung mit der Last korreliert. Entsprechend kann dann der Einsatz eines Speichers erfolgen, wobei sich dieser nach unterschiedlichen Optimierungsgrundsätzen richtet. Klassische Einsatzmöglichkeiten von Speichern sind unter anderem

- die Erhöhung des Eigenversorgungsanteils mit/ohne Überschussladung (Versorgung der Last sowie Ladung in Abhängigkeit der Einspeisung) oder
- der energietarifgetriebene Einsatz zur Senkung der leistungs- und/oder energiebezogenen Strombezugskosten (Ladung bei niedrigen Stromtarifen) oder
- der netzgeführte Einsatz z.B. zur Spannungshaltung oder als Regelreserve.

Im Fall der Erhöhung des Eigenversorgungsanteils sind ebenfalls die nachfolgenden Aspekte zu berücksichtigen. Einerseits besteht bei Versorgung der Last aus dezentraler Erzeugung die Möglichkeit, verbleibende Erzeugungsüberschüsse zu speichern und diese zeitversetzt zu verbrauchen. Andererseits kann auch die gesamte dezentral erzeugte Energiemenge gespeichert und so zeitlich verschoben werden. So kann dabei aber aufgrund der Energiemengen (Speicherbedarf vs. Speichereinhalte) nur ein geringerer Grad der Eigenversorgung erreicht werden, als beim Einspeichern von Erzeugungsüberschüssen. Weiterführend sind die Verluste der Einspeicherung sowie für den Betrieb des Speichers zu berücksichtigen.

Wird die Speicherung energietarifgetrieben durchgeführt, so bestimmen in der Regel die Beschaffungskosten für den Strom das Speichermanagement. Entsprechende Managementalgorithmen lassen sich für die Stromspeicher entwickeln. Allerdings ist aufgrund hoher Anschaffungskosten jeder Einzelfall hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit zu überprüfen.

Beim netzgeführten Einsatz elektrischer Speicher steht z.B. die Frequenzhaltung oder die Spannungshaltung im Vordergrund. Neben den netzbetrieblichen Anforderungen, z.B. für den Netzparallelbetrieb oder den Ausgleich von Spannungsänderungen sind hier für den Beitrag zur Frequenzhaltung eine Reihe von technischen Anforderungen der Anlage (z.B. über Präqualifikationen) zu erfüllen.

Bei der Forschungs- und Demonstrationsanlage wurden bislang die ungesteuerte Eigenstromversorgung mit BHKW und PV-Anlage mit Überschusseinspeisung, sowie die Überschussladung des Speichers, also mit Maximierung der Eigenstromversorgung untersucht.

Zum aktuellen Zeitpunkt wird weiterführend an den Algorithmen einer lastabhängigen Speichereffizienz sowie einer netzentlastenden kooperativen Betriebsweise gearbeitet.

## 4 Messergebnisse aus der Forschungsanlage

Wie oben beschrieben, ist die Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration mit einer Reihe von Messeinrichtungen ausgestattet, wie u.a. Netzanalysatoren, PQ-Messgeräte, im Speichersystem integrierte Messaufnehmer, erweiternd werden auch Daten aus Wetterprognosen verwendet. Anhand dieser Daten wurden und werden Untersuchungen zur Eigenstromversorgung angestellt.

### 4.1 Wirkleistungsbetrachtung

Mit Hilfe der Netzanalysatoren erfolgt eine Bestimmung der Leistungen. Konkret werden die Wirkleistungen an der PV-Anlage  $P_{PV}$ , am BHKW  $P_{BHKW}$ , am elektrischen Speicher  $P_{Speicher}$  und am Netzübergabepunkt  $P_{Netz}$  gemessen. Da die Erzeugungsanlagen und der Speicher parallel am Stromnetz angeschlossen sind, kann dadurch über eine zeitgleiche Summation auf die aktuelle Leistung der verteilten Summenlast  $P_{Last}$  geschlossen werden.

$$P_{Last}(t) = P_{Netz}(t) + P_{Speicher}(t) + P_{PV}(t) + P_{BHKW}(t)$$

Die Zählpfeilrichtungen entsprechen der in Abbildung 2 dargestellten Logik. Eine Erfassung und Speicherung der jeweiligen Leistungswerte erfolgt synchronisiert im Sekundentakt.

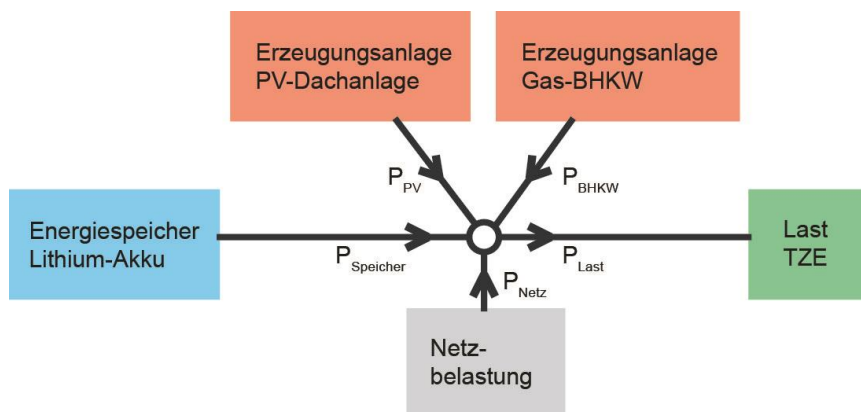


Abbildung 2: Zählpfeilrichtungen der Lastflüsse

Beim Betrieb der Forschungsanlage ohne Speichernutzung, jedoch mit Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung, ergibt sich ein Wirkleistungsaustausch mit dem Netz, also eine Residuallast (Verbrauch/Last minus Erzeugung), wie sie beispielhaft für die Woche vom 04.08. – 10.08.2014 in Abbildung 3 dargestellt ist.

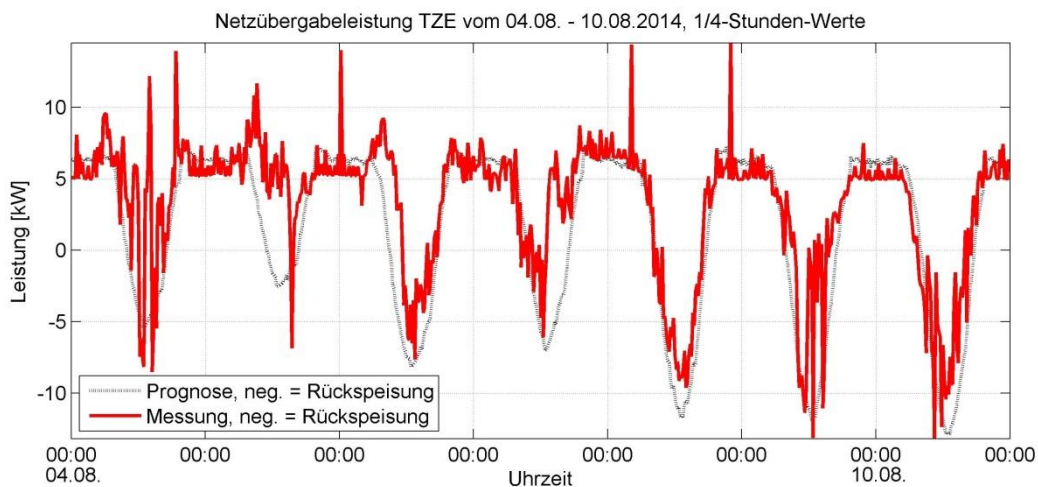


Abbildung 3: Leistungsganglinie (Residuallast) am Netz,  $P_{Netz}$  ohne Speichernutzung. Dargestellt ist die prognostizierte Residuallast (grau gestrichelt) und die gemessene Residuallast (rot)

Typisch sind hier die teilweise hohen Werte der Rückspeisung in der Mittagszeit, die durch die Überschusseinspeisung nicht eigenverbraucher PV-Leistung entstehen. Die Zeitdauern mit ausgeglichener Leistung (Residuallast), also mit einer zur Last äquivalenten PV-Erzeugung beschränken sich auf kurze Zeiträume.

Wird dagegen ein Betrieb mit Speichermanagement durchgeführt, insbesondere mit der Zielrichtung einer Maximierung der Eigenstromversorgung, so kann durch den Speichereinsatz

zumindest zeitweise eine Eigenstromversorgung ohne Rückspeisung erreicht werden. Wie in Abbildung 4 zu erkennen, ist dies beispielsweise in der Woche vom 01.10. – 07.10.2014 etwa am 2. und am 6. Oktober der Fall. Andererseits zeigen z.B. der 3. und 4. Oktober, dass die elektrische Leistung der PV-Anlage vom elektrischen Speicher nicht vollständig aufgenommen werden kann. Entsprechend findet nach vollständiger Ladung des Speichers ein abrupter Übergang von der Ladung hin zur Rückspeisung statt. Der dabei auftretende Gradient ist entsprechend groß.

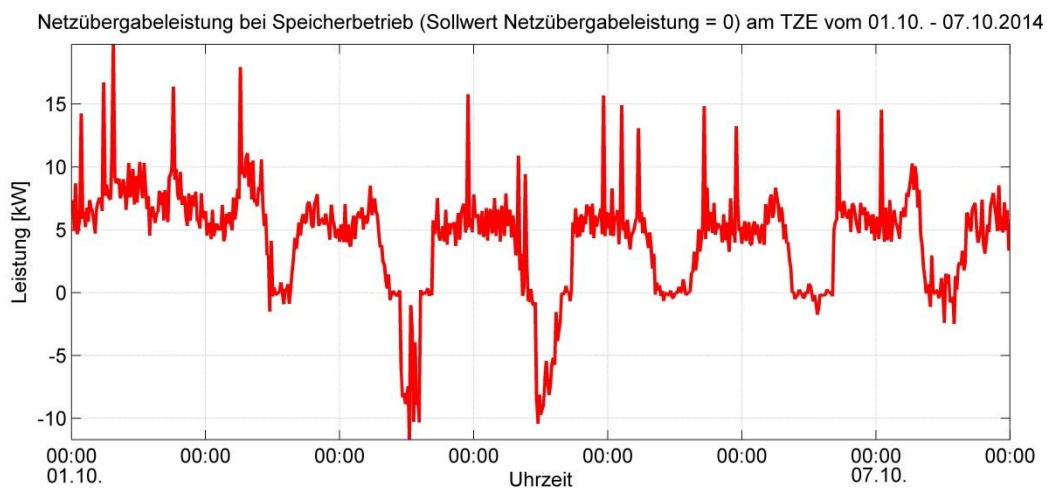


Abbildung 4: Leistungsganglinie (Residuallast) am Netz,  $P_{\text{Netz}}$  mit Speichernutzung unter dem ausschließlichen Aspekt einer Maximierung der Eigenstromversorgung

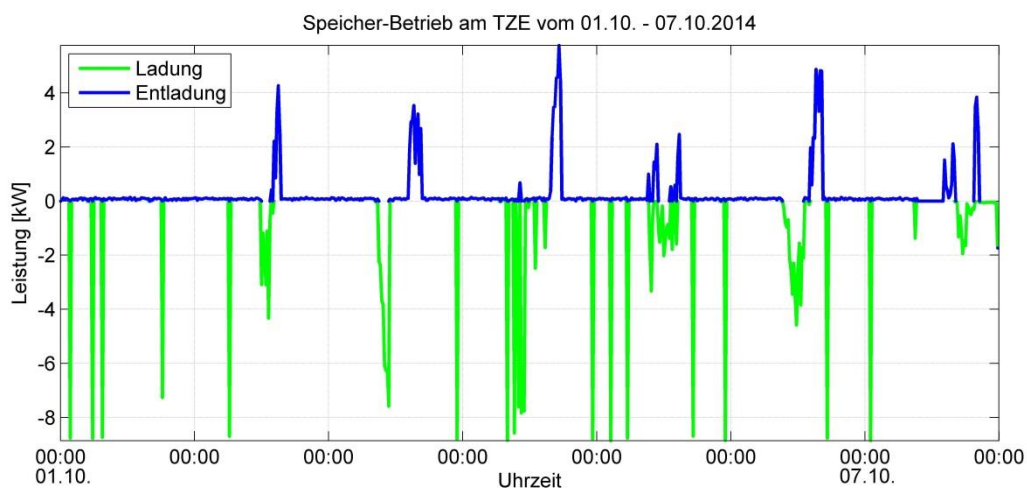


Abbildung 5: Leistungsverlauf am Speicher für den angeführten Zeitraum.

Am Ende der Entladephase des Speichers schließt sich mit einem betragsmäßig ähnlichen Gradienten ein Übergang vom Akkubetrieb zur Netzversorgung an, wie dies in Abbildung 4 und entsprechend in Abbildung 5 insbesondere für den 03. Oktober, den 04. und den 06. Oktober gut zu erkennen ist. Diese Gradienten resultieren aus der zwangsläufigen Übernahme der Residuallast durch das Netz. Sofern im Speichermanagementsystem keine alternativen Maßnahmen vorgesehen sind, wie an dieser Stelle der Fall, ist dieses Verhalten un-

vermeidlich. Das Fehlen alternativer Managementmaßnahmen verursacht daher entsprechende Netzurückwirkungen. Ebenso nachteilig wirkt sich das aktuell vom Speichersystem vorgesehene Nachladeverhalten aus dem Netz aus. Hierdurch entstehen Zusatzlasten von ca. 9 kW. Die zugehörigen Spitzen werden in Abbildung 5 veranschaulicht.

Diese Einzelbetrachtungen gilt es weiterführend für eine lokale Konzentration von Erzeugungs- und Speichersystemen zu betrachten, die sich über die Gleichzeitigkeit und ähnliche Erzeugungs- und Lastverhalten ergeben.

## 4.2 Weitere elektrotechnisch relevante Netzeigenschaften

Neben den Herausforderungen der Eigenstromversorgung hinsichtlich der Wirkleistung können im praktischen Betrieb weitere Netzurückwirkungen auftreten. Diese lassen sich im vorliegenden Fall der Forschungs- und Demonstrationsanlage über die Visualisierungsfunktionen als Momentaufnahmen besonders gut verdeutlichen. Konkret sind dies die Herausforderungen insbesondere

- die Strom-Symmetrie bzw. unsymmetrische Phasenlast,
- die phasengenaue Eigenstromversorgung anstelle der saldierenden Eigenstromversorgung [6] und
- die (phasengenaue) Blindstromversorgung.

Diesbezüglich eignen sich zur Beurteilung besonders gut Zeigerdiagramme, in denen Spannungs- und Stromzeiger phasen- und betragsrichtig eingetragen sind.

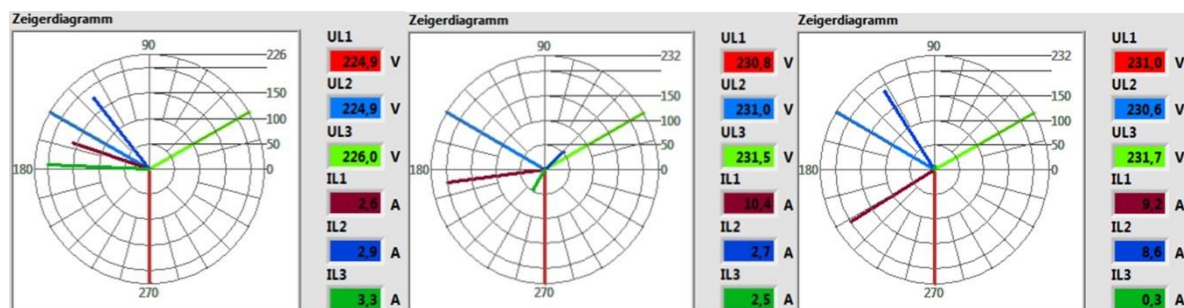


Abbildung 6: Momentaufnahmen von Zeigerdiagrammen, von links nach rechts: Saldierende Eigenstromversorgung mit nichtkompensiertem Blindstrombedarf an der Phase L<sub>1</sub>; Signifikanter Blindstrombedarf bei saldierender Wirkleistungsneutralität; Ausgeprägte Asymmetrie des Stromes

Abbildung 6 zeigt dazu konkrete Beispiele von Zeigerdiagrammen. Es handelt sich hierbei um Momentaufnahmen, die am Netzanalysator des Netzübergabepunktes erfasst wurden.

Im Bild links ist eine Situation mit saldierender Wirkleistungsneutralität am Netzübergabepunkt zu sehen. Hier wird über die Phase L<sub>2</sub> überwiegend Wirkstrom bezogen, während über L<sub>3</sub> eine Rückspeisung erfolgt. An der Phase L<sub>1</sub> ist nahezu ausschließlich induktiver Blindstrombedarf vorhanden, der in diesem Fall vollständig aus dem Netz gedeckt wird.

Die mittlere Grafik in Abbildung 6 zeigt eine Momentaufnahme mit besonders hohem Blindstrombedarf an der Phase L<sub>1</sub>, die auch hier wieder aus dem Netz gedeckt wird, obwohl hier

eine saldierende Eigenstromversorgung der Lasten erfolgt. Entsprechend kann sich bei einer Messung des Leistungsfaktors ein wirtschaftlicher Nachteil für den Betreiber der Eigenversorgung einstellen. Zum anderen ist für den Betrieb der Netze eine Blindleistungsbetrachtung sowie eine zugehörige Blindleistungsbereitstellung von Bedeutung.

Abschließend demonstriert das rechte Zeigerdiagramm in Abbildung 6 eine ausgeprägte Asymmetrie des Stroms. Der Strom der Phase  $L_3$  besitzt gegenüber den anderen Phasen einen nahezu verschwindenden Wert, was zur „nicht Darstellung“ des Stromzeigers für  $L_3$  in der Momentaufnahme führt.

## 5 Mögliche Optimierungsrichtungen

Aufbauend auf die Analysen der Messergebnisse aus der Forschungs- und Demonstrationsanlage lassen sich naheliegende Schlussfolgerungen für die Optimierungsrichtungen ziehen.

Für Belange der Wirkleistung liegen diese im Bereich von Erzeugungs-, Speicher- und Lastmanagement. Hier sind intelligente Algorithmen zu entwickeln, die unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit eine Eigenstromversorgung mit hohem Autarkiegrad [7] ermöglichen. Die Autarkie bezieht sich dabei auf die regionale/abgegrenzte energetische und nicht leistungsbezogene Betrachtung. Gleichzeitig sollten Netzzrückwirkungen, wie z.B. Lastspitzen oder Rückspeisespitzen und hohe Gradienten in der Wirkleistung, so weit als möglich vermieden werden. Die Entwicklung dieser Algorithmen, in die in besonderem Maße auch Witterungs- und Lastprognosen einfließen müssen, sowie weiterführende regionale Beeinflussungen von konzentrierten Erzeugungs- und Speichersystemen sind unter anderem Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten am Technologiezentrum Energie (TZE).

Aufgrund der gewonnenen Messergebnisse hinsichtlich elektrotechnisch relevanter Netzeigenschaften zeigt sich auch hier ein deutliches Optimierungspotential für Eigenstromversorgungsanlagen mit und ohne Speichereinsatz – also einem möglichen koordinierten Speichermanagement. Konkret sind dies ebenfalls die Nutzung des/der Speicherinverter/s für eine Blindstromkompensation. Diese findet im günstigsten Fall phasenbezogen asymmetrisch anstatt dreiphasig symmetrisch statt. Ein weiterer Schwerpunkt befasst sich mit dem Umstieg von saldierender [6] auf phasenbezogene Regelung der Eigenstromversorgung. Insbesondere, nachdem die dezentrale Einspeisung zu einem hohen Anteil aus elektronischen Invertern stammt, handelt es sich hier um eine überwiegend regelungstechnische Herausforderung.

Weitere Arbeiten am TZE zur Energieeffizienz elektrischer Speichersysteme [8] zeigen außerdem, dass die Lade- bzw. Entladeeffizienz eines Speichers in besonderem Maße auch von dessen Lade- bzw. Entladegeschwindigkeit und aufgrund von Bereitschaftsleistungen auch von Zeiten der „Nicht-Nutzung“ abhängt. Unter Beachtung dieser Nebenbedingung können sich gegebenenfalls Aufgaben der Netzentlastung sogar vorteilhaft auf die Gesamteffizienz auswirken. Es bietet sich daher an, im Rahmen der Optimierung ebenfalls diese Erkenntnisse mit einfließen zu lassen. Zusätzlich gilt es, das Lastmanagement mit einhergehenden Auswirkungen auf die Gesamtbilanz, insbesondere bezogen auf die Netzzrückwirkungen zu untersuchen. Arbeiten hierzu laufen derzeit im Rahmen der Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration am TZE ebenfalls.



## 6 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit erfolgte eine vertiefte Betrachtung der Eigenstromversorgung mittels dezentraler Erzeugungsanlagen. Der erreichbare Grad der Eigenversorgung und die damit verursachten Netzurückwirkungen wurden analysiert. Insbesondere hinsichtlich der Netzurückwirkungen bzw. der elektrotechnischen Auswirkungen des Netzparallelbetriebs von Eigenstromversorgungsanlagen wurden wesentliche Ergebnisse präsentiert. Abschließend wurden mögliche Optimierungsrichtungen zur Reduzierung der elektrotechnischen Auswirkungen aufgezeigt.

Weitere Forschungsarbeiten im Hinblick auf ein optimiertes Erzeugungs-, Speicher- und Lastmanagement sind in Verbindung mit der Forschungs- und Demonstrationsanlage Netzintegration vorgesehen bzw. laufen bereits. Konkret sollen hier auch Witterungs- und Lastprognosen mit einfließen. So sollen aus elektrotechnischer Sicht grundlegende Maßnahmen an der Eigenstromversorgungsanlage in Verbindung mit einer Berücksichtigung der lastabhängigen Effizienz von Speichersystemen für signifikante Verbesserungen sorgen. Diese sollen schließlich zu einer Netzentlastung führen und damit einen Beitrag zur Umstellung der Stromversorgung auf überwiegend erneuerbare Energiequellen leisten.

Somit gilt es weiterhin an lokalen und regionalen Eigenstromversorgungen zu forschen, welche ebenfalls die Energieeffizienz berücksichtigen, um so technische und ökonomische Entwicklungen mit möglichst geringen Herausforderungen an den sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen und zu fördern.

Die oben beschriebenen Arbeiten wurden am Technologiezentrum Energie durchgeführt. Dieses ist durch Mittel aus dem Programm „Aufbruch Bayern“ des Freistaates Bayern, den Markt Ruhstorf an der Rott und den Landkreis Passau gefördert.

### Literatur

- [1] A. Haber, „Effizienzsteigerung im Netzbetrieb,“ *Electrosuisse und Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Bulletin SEV*, pp. 24 - 28, Mai 2011.
- [2] Lisser - Ingenieure, „Eigenverbrauch von Solarstrom als Ergänzung zum Vollstrombezug,“ 27 September 2013. [Online]. Available: [http://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/15\\_Lisser.pdf](http://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/15_Lisser.pdf). [Zugriff am 03 September 2014].
- [3] T. Wieland, E. Schmutzner, M. Aigner und E. Friedl, „Konzepte zum Einsatz von Stromspeichern und Laststeuerungen zur Glättung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im Niederspannungsbereich,“ in *12. Symposium Energieinnovation*, Graz/Austria, 2012.
- [4] M. Rothert, „Batteriespeicher für PV,“ 06 Juni 2013. [Online]. Available: [http://www.energiespeicher-nds.de/fileadmin/Arbeitskreise/Workshops/speicheranw.\\_Gebaeude-Energiemanagement/SMA\\_Beitrag\\_Workshop\\_Next\\_energy.pdf](http://www.energiespeicher-nds.de/fileadmin/Arbeitskreise/Workshops/speicheranw._Gebaeude-Energiemanagement/SMA_Beitrag_Workshop_Next_energy.pdf). [Zugriff am 03 März 2014].

- [5] Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH, „Lastprofilverfahren,“ [Online]. Available: <http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/Stromnetz/Lastprofilverfahren.php>. [Zugriff am 1. Dezember 2014].
- [6] M. Sieg und M. Fuhs, „Gute Zähler, schlechte Zähler,“ pv magazine, Photovoltaik, Märkte & Technologie, März 2011. [Online]. Available: [http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel/beitrag/gute-zhler--schlechte-zhler-\\_100004743/86/?tx\\_ttnews\[backCat\]=140&cHash=98eb34b167625c089c1523a9143505a4](http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel/beitrag/gute-zhler--schlechte-zhler-_100004743/86/?tx_ttnews[backCat]=140&cHash=98eb34b167625c089c1523a9143505a4). [Zugriff am 23 Januar 2015].
- [7] Expertengruppe „PV-Speicherpass“ beim ZVEH und BSW-Solar, „Begleitdokument zum PV-Speicherpass,“ 15. Januar 2014. [Online]. Available: [http://www.photovoltaik-anlagenpass.de/fileadmin/user\\_upload/imagemaps/Speicherpass/20140113\\_Speicherpass\\_Begleitdokument\\_v1.0.2.pdf](http://www.photovoltaik-anlagenpass.de/fileadmin/user_upload/imagemaps/Speicherpass/20140113_Speicherpass_Begleitdokument_v1.0.2.pdf). [Zugriff am 05. März 2014].
- [8] H. Baier und K.-H. Pettinger, *Systemwirkungsgrad elektrischer Energiespeicher - Einflussfaktor "Bereitschaftsverlust"*, Leipzig: Sächsisches Forum für Brennstoffzellen und Energiespeicher, 2013.