

Keine Angst vor dem Blackout

Ein dezentral organisierter Schwarzstart ist machbar!



Die moderne Gesellschaft stützt sich nahezu vollständig auf die permanente Verfügbarkeit von elektrischer Energie. Beim derzeitigen Trend einer ständig wachsenden Abhängigkeit der Stromversorgung von Informations- und Kommunikationssystemen nimmt leider auch die Anfälligkeit des Energieversorgungssystems stetig zu. Die aktuelle Situation zunehmender Konfrontation der verschiedenen politischen Systeme macht die Wahrscheinlichkeit eines provozierten großflächigen Ausfalls der Stromversorgung nur noch größer.

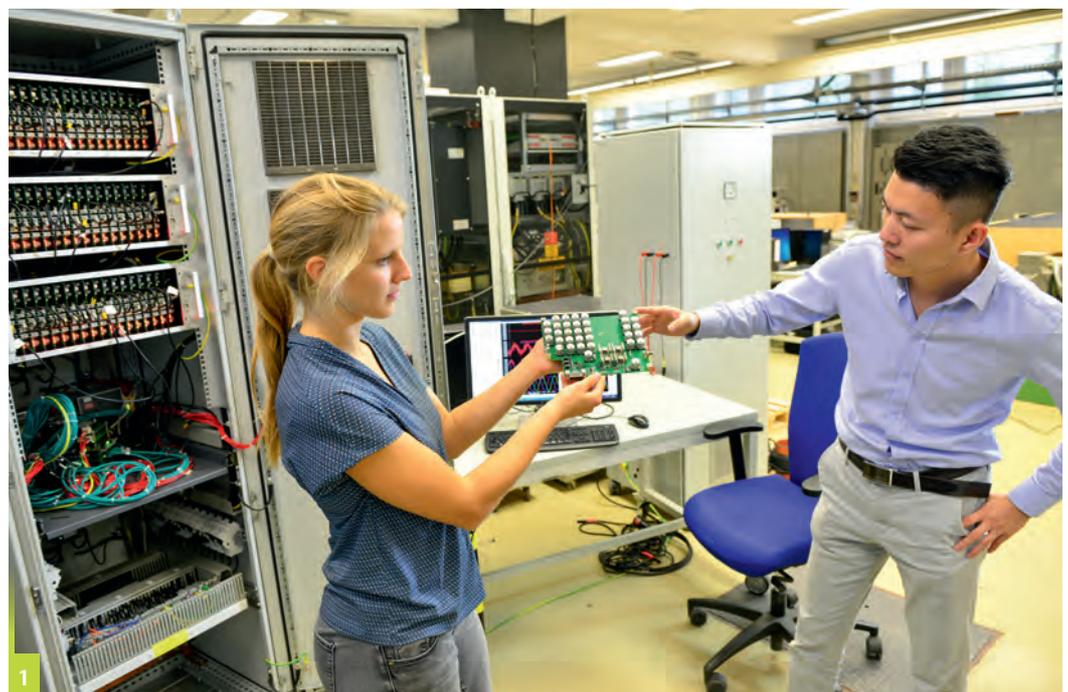
Aktuell werden bei einem langandauernden und groß-

flächigen Stromausfall nur noch einzelne wichtige Institutionen wie Krankenhäuser, Feuerwehren, Polizei, Rathäuser etc. über ihre Notstromgeneratoren versorgt. Nach und nach werden im Rahmen des Katastrophenschutzes zusätzliche Dieselgeneratoren zum Betrieb kleinerer Teilnetze aufgestellt. Selbst ein flächen-deckender Ausbau stationärer und mobiler Notstromerzeugungskapazitäten würde aber angesichts des immensen Bedarfs sowie zunehmender Konkurrenz um Treibstoff allenfalls punktuell und zeitlich begrenzt eine verbesserte Durchhaltefähigkeit der kritischen Infrastrukturen bewirken. Im Bericht des Bundes-

tagsausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung wird daher eine Inselnetzbildung für eine nachhaltige Steigerung der Robustheit der (Not-) Stromversorgung vorgeschlagen [DBT_2011]. Hierbei sollen lokale, dezentral vernetzte Stromerzeugungsanlagen (zum Beispiel erneuerbare Energien) genutzt werden. Dies stellt besondere Anforderungen an Verfahren für eine frequenz- und spannungs-stabile Inselnetzführung in unterschiedlichen Einspeise- und Belastungsszenarien. In den aktuell verfügbaren Netz-wiederaufbaukonzepten ist eine solche lokale Inselnetzbildung nicht vorgesehen, sie

Abbildung 1
Das Institut für Antriebstechnik und Leistungselektronik forscht intensiv an leistungselektronischen Schaltungen. Sie sind ein unverzichtbarer Baustein für eine dezentrale und nachhaltige Energieversorgung und bilden eine Schlüsselkomponente im RuBICon Projekt.

Quelle: IAL



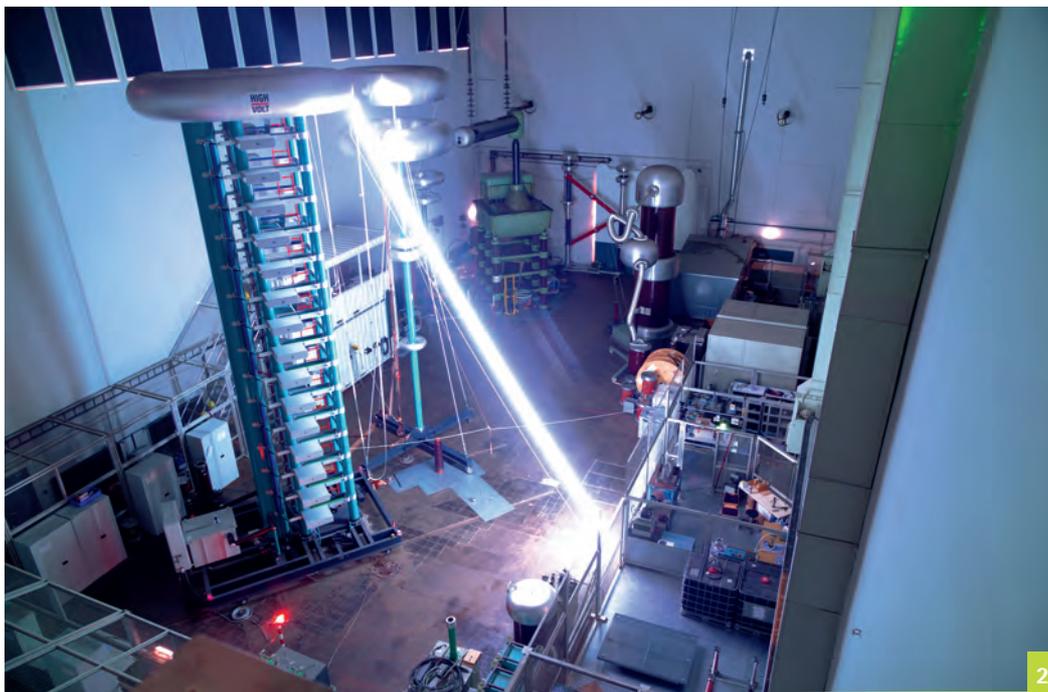


Abbildung 2

In den Laboren des Schering-Institut für Hochspannungstechnik konnten in umfangreichen Versuchsreihen verschiedene Grundvoraussetzungen bestätigen. So musste für das Projekt überprüft werden, ob klassische Schutzgeräte, wie Sicherungsautomaten und FI-Schutzschalter, mit den größeren Varianzen von Spannung und Frequenz zurecht kommen.

Quelle: Schering-Institut

wird jedoch zukünftig bei einer immer höheren Durchdringung mit erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungsanlagen relevant.

Das Projekt „Rule Based Initialisation of Converter Dominated Grids“ (RuBICon) adressiert diese Lücke, indem die Schwarzstartfähigkeit und Inselnetzfähigkeit von Verteilnetzen mit einem hohen Anteil von Erneuerbaren Energien untersucht wird. Ziel des Projekts ist die Entwicklung und Validierung von robusten Abläufen zum Netzaufbau kleiner Inselnetze auf der Nieder- und Mittelspannungsebene, die keine zentrale übergeordnete Steuerungs- oder Kommunikationsinfrastruktur erfordern. Hierbei wird davon ausgegangen, dass im Black-out-Fall die zentrale Steuerung des Netzes und alle Kommunikationssysteme (Internet, Mobilfunk etc.) ausgefallen oder nicht mehr erreichbar sind. Dazu sind regelbasierte dezentrale Abläufe für die Umrichter der dezentralen Stromerzeugungsanlagen und Batteriespeicher sowie für intelligente Verbrau-

cher erforderlich. Die lokalen Verteilnetze sollen dabei so lange als autarke Inselnetze arbeiten, bis übergeordnete oder benachbarte Stromnetze aktiv sind und sich mit den Verteilnetzen verbinden wollen. Die erforderlichen Abläufe zur Verknüpfung von Teilnetzen untereinander sind ebenfalls Gegenstand dieses Vorhabens.

Ein mögliches Szenario sieht wie folgt aus: Im Krisenfall (Netzausfall) wird ein Verteilnetz zunächst isoliert, größere (schaltbare) Verbraucher sowie Ortsnetzstationen werden abgeschaltet und danach wird das Netz mit den vorhandenen Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern (zum Beispiel PV-Anlagen, BHKW und Biomassekraftwerke, Windenergieanlagen) und Energiespeichern zunächst als Inselnetz schrittweise wieder hochgefahren. Hierbei werden die Eigenschaften der Umrichter zur automatischen Aufteilung der Lasten anhand der im Netz vorliegenden Spannungen und Frequenzen ausgenutzt, wie sie aus der Forschung zu

autonomen Microgrids bekannt sind. Dabei muss mindestens eine beziehungsweise vorzugsweise mehrere leistungselektronische Erzeugungsanlagen netzbildend wirken. Dies können sowohl mittels Speicher ertüchtigte Umrichtersysteme auf Niederspannungsebene als auch zum Beispiel ein Solarpark auf Mittelspannungsebene sein.

Bei den Abläufen wird ausgenutzt, dass die Umrichter auch bei bedeutend von den Nennwerten abweichenden Spannungen und Frequenzen arbeiten können. Diese Eigenschaft dient als Ausgangspunkt für eine dezentrale (Selbst-)Organisation der verfügbaren dezentralen Erzeugungsanlagen. Im ersten Schritt synchronisieren sich mehrere netzbildende Umrichter im Verteilnetz bei noch verringerter Spannung, ggf. bei ebenfalls abweichender Frequenz. Dabei muss ausreichend Leistung übertragen werden, um die in Zukunft im Netz weit verbreiteten intelligenten Messsysteme inklusive der Schalteinrichtungen sowie etwaige nicht abschaltbare



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Diese Arbeit wurde unterstützt durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz auf Basis einer Entscheidung des Deutschen Bundestags.

Projekt: RuBICon
Fördernummer:
03EI4003A

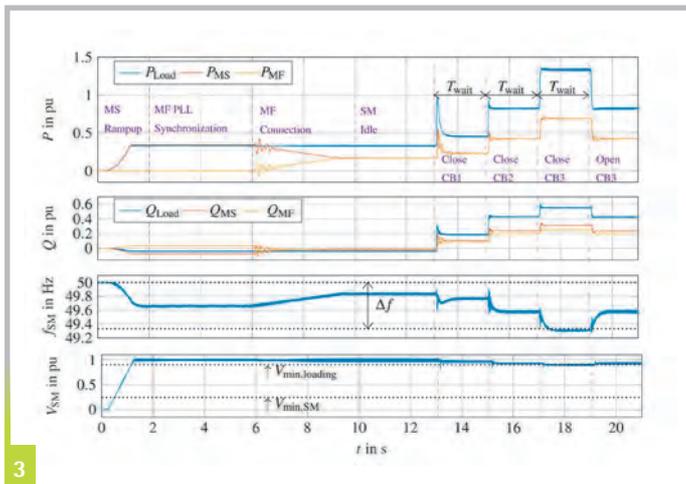


Abbildung 3
Der Schwarzstart eines Verteilnetzes wurde in einem Laborversuch demonstriert. Zwei dezentrale, netzbildende Umrichter (MS und MF) teilen sich den Bedarf an Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q) gleichmäßig auf. Die gemessene Netzfrequenz (f_{SM}) und -spannung (V_{SM}) sind Messgrößen für das intelligente Lastmanagement.
Quelle: IAL

Lasten mit der notwendigen Leistung zu versorgen und um den lokalen Blindleistungsbedarf zu decken. Die intelligenten Messsysteme sowie die damit verknüpften Schalt- und Steuerfunktionen können die über Spannung und Frequenz übermittelte Information über die Leistungsfähigkeit der aktuellen Einspeisung nutzen, um ein (netzdienliches, priorisiertes) Lastmanagement innerhalb ihres lokalen Anschlussbereichs zu betreiben, zum Beispiel um im Wiederanlauf die Last möglichst gering zu halten. Weitere Stromverbraucher werden erst im Anschluss schrittweise und automatisch anhand eines – jedem Netzteilnehmer vorab bekannten – Regelsatzes zugeschaltet, wobei Spannung und Frequenz sukzessive an die Nennwerte herangeführt werden. Im letzten Schritt wird das isolierte Verteilnetz wieder in den Stromverbund zurückgeführt und mit diesem synchronisiert. Hierbei spielen die (regelbaren) Ortsnetzstationen und ihre Ausstattung mit Schaltgeräten und Messeinrichtungen eine wesentliche Rolle.

Das Projekt berücksichtigt, dass in Zukunft nahezu alle Verbraucheranschlüsse über intelligente Zähl- und Messeinrichtungen verfügen, die

mit der Digitalisierung der Energieinfrastruktur ausgerollt werden. Diese Einrichtungen könnten im Krisenfall auch Steuerungsaufgaben übernehmen, beispielsweise eine automatische regelbasierte Trennung größerer Verbraucher vom Verteilnetz mittels Schaltboxen. Im Projekt werden unter anderem die Nutzungsmöglichkeiten der Messvorrichtungen für die Auswertung von Spannung, Frequenz, Leistung und Energierichtung untersucht, um Kriterien zur Steuerung und Priorisierung abzuleiten sowie eine dezentrale Zuschaltung beim Netzwiederaufbau zu realisieren. Aus den Untersuchungen werden Empfehlungen zur Unterstützung der Schwarzstartfähigkeit in Verteilnetzen der Zukunft abgeleitet, insbesondere, wenn wegen eines Ausfalls der Kommunikationsnetze zentrale Steuerungsinstanzen, beispielsweise der Smart Meter Gateway Administrator oder CLS-Manager, nicht zur Verfügung stehen.

Da der Netzaufbau prinzipiell ohne Kommunikation funktionieren soll, können bei der gegebenen dezentralen Entscheidung konkurrierende Entscheidungen auftreten, die zu einer Überlastung oder gar zu einem erneuten Zusammenbrechen des Inselnetzes führen können. Hierfür werden einfache Regeln vorgeschlagen, die einen gleichzeitigen Startversuch mehrerer Umrichter wirkungsvoll verhindern.

Mittlerweile konnte das Konzept in Simulationen und im Labor (siehe Abbildungen 1 und 3) implementiert und untersucht werden. Dabei konnten die Ansätze bestätigt werden. In einem Großversuch im SysTec-Technikum des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik wird auch die Synchronisation mehrerer

Niederspannungsnetze über die Mittelspannungsleitung experimentell erprobt.

Das Akronym RuBICon wurde bewusst gewählt, weil mit dem beschriebenen Ansatz eine Grenze – im alten Rom der Fluss Rubicon – überschritten wird. Der Netzwiederaufbau zukünftiger Energienetze wird heute fast immer unter der Prämisse definiert, dass eine digitale Informations- und Kommunikationsinfrastruktur zur Verfügung steht und eine mehr oder weniger zentrale Steuerung des Netzwiederaufbaus durch die Netzbetreiber ermöglicht. Jedoch hat sich in vergangenen Projekten die Kommunikation und ihre Verfügbarkeit als Flaschenhals herausgestellt. Genau hier werden in RuBICon entgegen gesetzte Annahmen getroffen. Auf Basis der vielversprechenden Ergebnisse dürften auch die Netzbetreiber ihre bisherige Zurückhaltung in Zukunft langsam aufgeben.

Literatur

- [DBT_2011] Deutscher Bundestag, „Technikfolgenabschätzung (TA): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung,“ Drucksache 17/5672, Berlin, 2011.

Prof. Dr.-Ing. Axel Mertens
Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
Prof. Dr.-Ing. Peter Werle
Dr.-Ing. Marco Munderloh
M.Sc. Mina Mirzadeh
M.Sc. Robin Strunk

→ Infos und Kontaktdaten ab Seite 68