



## Flexible lokale Stromverteilnetze

Neue Konzepte und Komponenten für Smart Grids auf der Mittel- und Niederspannungsebene



*Im Forschungsverbund „Smart Area Aachen“ haben die Projektpartner innovative Konzepte und Betriebsmittel, wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren oder Mess- und Kommunikationstechnik, für das Stromverteilnetz der Zukunft weiterentwickelt und in Feldversuchen erprobt. Ihre Ergebnisse helfen, die Mittel- und Niederspannungsnetze kostengünstig auf die zunehmend dezentrale Einspeisung von EEG-Anlagen anzupassen. Dabei steigt die Effizienz und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung insgesamt.*

Die künftige Stromerzeugung wird weitgehend dezentral sein und in immer stärkerem Maße von erneuerbaren Energien bestimmt. Dies stellt die Netze vor große Herausforderungen. Denn mit einem weiteren Anstieg von dezentralen, volatilen Einspeisungen in der Mittel- und Niederspannungsebene kann es zu einer Umkehr des Lastflusses in überlagerte Netzebenen, zu Problemen mit der Spannungshaltung und schließlich zu Netzengpässen kommen.

Im Projekt Smart Area Aachen haben 13 Projektpartner aus Energiewirtschaft, Industrie und Forschung die relevanten Fragestellungen untersucht und innovative Lösungen für das Netz der Zukunft entwickelt. Schwerpunkte der Untersuchungen waren insbesondere die Planung, der Betrieb und die Instandhaltung zukünftiger Verteilnetze, die den neuen Aufgaben gerecht werden.

Die Themenschwerpunkte wurden von sechs Projektteams bearbeitet, die nach einem einheitlichen Schema vorgehen: Nach intensiver Analyse der Anforderungen bildeten sie ihre Lösungsansätze zunächst in Netzsimulationen nach und entwickelten daraufhin die entsprechende Hard- bzw. Software. Diese wurden zunächst im Labor und dann im Verteilungsnetz der INFRAWEST erprobt und evaluiert. Im letzten Schritt verglichen die Wissenschaftler die Praxisergebnisse mit

Dieses Forschungsprojekt wird gefördert vom

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

den Netzsimulationen. Die Begleitforschung koordiniert die Erkenntnisse von „Smart Area Aachen“ zwischen den Teilprojekten und trägt zum Technologietransfer in die Fachwelt bei.

Die neu entwickelten Komponenten und Methoden sollen helfen, verbrauchs- und einspeisebedingte Spannungsschwankungen auszugleichen, ohne dass ein aufwendiger Netzausbau erforderlich wird. Verteilnetzbetreiber erhalten damit neue Werkzeuge, um ihre Infrastruktur wirtschaftlich, zukunftssicher und mit hoher Versorgungssicherheit zu gestalten.

Im Ergebnis konnten die Projektpartner nachweisen, dass ein modernes intelligentes Netz zusätzliche erneuerbare Energien dauerhaft integrieren kann, ohne dass die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit darunter leiden. Die abschließenden Feldtests stellen die Leistungsfähigkeit der erarbeiteten Lösungen im Verteilnetz der Stadt Aachen unter Beweis. Mit der „Smart Area Aachen“ wurde ein Modell entwickelt, das Impulse für andere Städte und Regionen setzen soll.

### Intelligente Ortsnetzstationen

In zukünftigen Stromnetzen spielen Ortsnetzstationen als Bindeglied von Mittel- und Niederspannungsebene eine zentrale Rolle. Die bisher weitgehend passiven Bauelemente sollen künftig die Spannung aktiv beeinflussen und so die Aufnahmekapazität der Netze für EEG-Anlagen steigern. Dies leisten regelbare Ortsnetzstationen (rONT). Sie können das Übersetzungsverhältnis von Mittel- auf Niederspannung im laufenden Betrieb ändern und so die Spannung im Niederspannungsnetz im Bereich von  $\pm 10\%$  aktiv anpassen. Dadurch werden Lastsituationen beherrschbar, wie sie z. B. an sonnigen Tagen durch massive Einspeisung aus Solarstromanlagen auftreten können.

Eine Ortsnetzstation lässt sich aber nur dann sinnvoll regeln, um solche Spannungserhöhungen auszugleichen, wenn sie mit aktuellen Netzzustands-Daten versorgt wird. Das tatsächliche Spannungsniveau beim Kunden kann aber nur mit großem Aufwand erfasst werden, denn es entspricht – insbesondere in schwachen ländlichen Netzen – nicht zwingend den Messwerten an der Netzstation. Deshalb entwickeln die Projektpartner im Teilprojekt „Intelligente Ortsnetzstationen“ oder kurz i3S (Intelligent Secondary Substation) Netzstationen zu Informationszentralen weiter. Diese erhalten zusätzliche Funktionalitäten zur Netzbeobachtung, Spannungsregelung und Fehlerortung im Mittelspannungsnetz. Prototypen intelligenter Ortsnetzstationen wurden vom Projektpartner ABB AG in verschiedenen Ausbaustufen entwickelt – von der kompletten Kompaktstation bis zum sekundär-technischen Nachrüstpaket für bestehende Stationen.

Mit neuen Regelungsverfahren für regelbare Ortsnetztransformatoren kann der kostenintensive Ersatz oder Ausbau von zusätzlichen Leitungen vermieden werden. Der praktische Betrieb einer regelbaren Ortsnetzstation wird beispielsweise seit 2013 in der Gemeinde Simmerath erfolgreich erprobt. Die ländliche Kommune bietet sich an, da dort bereits 70 % des Stroms aus regenerativen Quellen wie Windkraft, Solarenergie sowie Biogas und Biomasse erzeugt wird. Die Station regelt vor allem die Einspeisung einer großen Photovoltaikanlage. Für den Prototypen wurde eine intelligente Fehlererkennung und -behandlung entwickelt, die eine autonome Lokalisierung von Netzfehlern ermöglicht.



Abb. 1 Kompaktstation mit Fehlererkennung und Spannungsregelung in Simmerath



Abb. 2 Innovative Betriebsmittel erfordern neue Kommunikationsinfrastrukturen und Instandhaltungsstrategien.

Bei diesem und weiteren Feldversuchen hat sich gezeigt, dass sich durch das breite Leistungsspektrum der rONTs auch die Betriebsführung im Verteilnetz optimieren lässt.

### Spannungsqualität sichern

Auch wenn regelbare Ortsnetztransformatoren die Netzkapazität für dezentrale Einspeisungen kurzfristig und kosteneffizient erhöhen können, bleiben Beschränkungen. Diese sind vor allem durch die Grenzwerte der zulässigen Spannungsanhebung durch dezentrale Erzeugungseinheiten (VDE AR-N 4105) bedingt. Im Verbundprojekt „Spannungsqualität“ erweiterten deshalb die Projektpartner den Funktionsumfang regelbarer Ortsnetztransformatoren durch neue Regelalgorithmen. Sie nutzen Sensoren an sensiblen Knotenpunkten des Niederspannungsnetzes (abgesetzte Sensoren), die der rONT-Regelung Informationen über die aktuellen Spannungszustände übermitteln. Die Funktionserweiterungen wurden nach einer Labor-Validierung im Feldversuch praktisch erprobt. Mit diesen Erfahrungen konnten die Projektpartner Anforderungen an den Netzbetrieb mit rONT definieren und Empfehlungen aussprechen.

Die Integration des rONT in die bestehenden Planungsgrundsätze ist vergleichsweise einfach. Die Montage und Inbetriebnahme unterscheidet sich nur unwesentlich von der eines konventionellen Ortsnetztransformators. Der Qualifizierungsbedarf des Betriebspersonals für die Inbetriebnahme,



Abb. 3 Neue Technologien vermeiden den teuren Leitungsausbau.



Abb. 4 Regelbare Ortsnetzstationen erhöhen die Netzkapazität für erneuerbare Energien.

die Konfiguration des Reglers und Wartungs- und Entstörungsmaßnahmen stellt einen vertretbaren Aufwand dar.

Eine speicherprogrammierbare Steuerung übernimmt die automatische Umschaltung zwischen verschiedenen Regelungsalgorithmen. Eine dauerhafte stabile Datenübertragung der Messwerte von den abgesetzten Sensoren über das Mobilfunknetz kann nicht immer gewährleistet werden. An ausgewählten Standorten kann auch eine PLC-Verbindung über das Niederspannungsnetz die Messdatenübertragung sicherstellen, dies setzt eine vorherige Überprüfung der Netzstruktur voraus. Hier gilt es, robuste und zuverlässige Kommunikationslösungen für die Bedarfe zukünftiger Verteilungsnetze weiter zu entwickeln.

### Kommunikationsinfrastruktur

Die bisherigen Standard-Ortsnetzstationen verfügen in der Regel über keine dedizierte Kommunikationsanbindung. Bestenfalls existiert eine einfache 2-Draht-Verbindung zu einer Station für eine Fernwirkanbindung. Künftig werden innovative Betriebsmittel, z. B. intelligente Ortsnetzstationen, mit einer modernen Kommunikationsanbindung und einer Vielzahl neuer Funktionen in den Verteilnetzbetrieb eingebunden. Das Verbundprojekt „Kommunikationsinfrastruktur für innovative Betriebsmittel für die Migration zu einem Smart Grid“ entwickelte und erprobte hierfür neuartige Netzwerkkomponenten, IEC-61850-Server/-Clients und universelle Datenmodelle

gemäß IEC 61850. Zusätzlich wurde eine projektübergreifende Informationsinfrastruktur mithilfe innovativer Kommunikationstechnologien aufgebaut, damit die einzelnen Komponenten zusammenhängend funktionieren.

### Netzzustandsschätzung

Mit den neuen Aufgaben der Verteilnetze steigt der Bedarf an aktiven Eingriffen. Gleichzeitig wird es zunehmend schwieriger, den aktuellen Netzzustand zu erfassen. Um den Einsatz kostspieliger Messtechnik zu minimieren, sind zuverlässige Zustandsschätzungen erforderlich. Sie sollen mit wenigen Messwerten auskommen und trotzdem Handlungsbedarf zuverlässig und rechtzeitig erkennen. Verfahren zur Positionierung von Messtechnik und zur Zustandsschätzung entwickelte die Projektgruppe „Netzzustandsschätzung“. Auf der Grundlage von wenigen, ausgewählten Messorten im Netz soll der Netzzustand unter Berücksichtigung einer zulässigen Abweichung vom wahren Netzzustand abgeschätzt werden. Im Rahmen eines Feldversuchs werden die Berechnungsergebnisse mit den tatsächlichen Messwerten in einem vollständig mit Messtechnik ausgerüsteten Netzgebiet verglichen. Dazu wurde ein intelligentes Stromnetz (Smart Grid) im Stadtgebiet Aachen aufgebaut und sein Betrieb weiter erforscht. Potenzielle Messwerte wurden analysiert und hinsichtlich ihrer Eignung für eine Berücksichtigung in der Zustandsschätzung untersucht. Dabei werden neben konventionellen Messwerten auch Pseudomesswerte, welche zum Beispiel aus Wettermessdaten abgeleitet werden, berücksichtigt. Eine Nutzung von Smart Meter als Datenquellen für die Zustandsschätzung ist aus technischen Gründen nicht möglich.

### Netzplanung

In einem weiteren Teilprojekt wurden Konzepte für die Netzplanung erarbeitet, mit denen innovative Netzkomponenten und -strategien in der Planung berücksichtigt werden können. Mit einem neu entwickelten Planungs- und Optimierungstool können jetzt synthetische und reale Netze für zukünftige Versorgungsszenarien kostenoptimal ausgelegt werden. Auf Basis von umfangreichen Simulationen an verschiedenartigen Mittel- und Niederspannungsnetzen wurden Vorschläge zur Anpassung bestehender und Formulierung neuer Planungsgrundsätze abgeleitet.

### Instandhaltung

Um den neuen betrieblichen Anforderungen gerecht zu werden, werden innovative Betriebsmittel in den Verteilungsnetzen installiert, wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren, Längsregler, Mess- und Kommunikationstechnik. Bisher sind die Erfahrungen mit derartigen Betriebsmitteln noch gering. Neue Anforderungen und Rahmenbedingungen verlangen auch neue Instandhaltungsstrategien. Kontinuierliche Messwerte aus den zukünftigen Verteilungsnetzen geben Informationen über den aktuellen Netzzustand und die Auslastung der Betriebsmittel. Dies ermöglicht eine zustandsbasierte Instandhaltung. Sie verspricht eine hohe Zuverlässigkeit des Netzbetriebs bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten, da künftig die Instandhaltungsmaßnahmen entsprechend den Erfordernissen durchgeführt werden. Das Verbundprojekt „Instandhaltung“ hat hierfür eine neue zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie entwickelt und im Verteilnetz der Stadt Aachen erprobt.



## Neue Planungsgrundsätze und Normen

Intelligente Netzkomponenten können die Netzausbaukosten reduzieren. Dies wurde bereits in Studien des Bundeswirtschaftsministeriums und der dena nachgewiesen. Die Begleitforschung von Smart Area Aachen betrachtete eine charakteristische Bandbreite unterschiedlicher Einzelfälle, die sich aus der praktischen Anwendung im Netzgebiet der INFRAWEST und den Strukturdatenanalysen unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber ergaben. Sie ermittelte für unterschiedliche Netzszenarien mit Ausbaubedarf die jeweils günstigste Netzausbaubauvariante.

Die bisherigen Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die intelligenten Netzkomponenten und Konzepte den Handlungsspielraum des Netzbetreibers erweitern und damit einen kosteneffizienteren Netzausbau ermöglichen. Bestehende Netzkapazitäten werden besser ausgenutzt und oftmals ist auch eine schnellere Umsetzung möglich. Auf zukünftige Entwicklungen der Versorgungsaufgabe kann flexibel reagiert werden.

Die Heterogenität der Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben macht zusammen mit der Prognoseunsicherheit der zukünftigen Entwicklung eine individuelle Analyse des jeweiligen Netzausbaubedarfs erforderlich. Dabei sind intelligente und konventionelle Maßnahmen gleichberechtigt zu prüfen. Ausschlaggebenden Einfluss auf die Entscheidung zwischen konventionellem und intelligentem Netzausbau hat der Zustand der bestehenden Anlagen. Entscheidende Kriterien beim Einsatz unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen sind deren markt- und netzdienliches Verhalten und die daraus resultierenden Kosten und Erlöse.

### Fachbericht Smart Area Aachen

Konkrete Handlungsempfehlungen, die aus diesen grundsätzlichen Erkenntnissen resultieren, wurden im Verbundprojekt Netzplanung thematisiert. Netzbetreiber finden im Fachbericht „Smart Area Aachen – Innovative Lösungen und Betriebsmittel für das Verteilnetz der Zukunft“ eine ausführliche Darstellung der Projektergebnisse und gebündelte Informationen zu Planungsgrundsätzen und zum Planungsprozess. Die Publikation stellt dabei auch die Aktivitäten nationaler, europäischer und internationaler Normungsgremien vor. Eine besondere Rolle spielen Entwicklungen, die sich mit den Datenmodellen in der Netzleittechnik und mit den Systemaspekten der Stromversorgung beschäftigen.

## Projektbeteiligte

- » **Projektkoordination:** Regionetz GmbH, Aachen, Peter Zimmer | [www.regionetz.de](http://www.regionetz.de)
- » **Projektpartner:** ABB AG; B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; E.V.A.; FGH e.V.; IAEW RWTH Aachen; INFRAWEST GmbH; Institut für Hochspannungstechnik – RWTH Aachen; KISTERS AG; Maschinenfabrik Reinhausen; Nexans Deutschland GmbH; PSI AG; SAG GmbH; SAG GmbH, CeGIT; STAWAG; TU Dortmund, ie3; VDE/DKE

## Links und Literatur

- » Mackowiak, K. (Red.): Innovative Lösungen und Betriebsmittel für das Verteilnetz der Zukunft. Smart Area Aachen (Red.). [o. J.]. 144 S.

## Mehr vom BINE Informationsdienst

- » Netzdienliche Gebäude und Quartiere. BINE-Themeninfo I/2018
- » Modularer Batteriespeicher liefert Regelenergie. BINE-Projektinfo 12/2017
- » Supraleiter für das Mittelspannungsnetz. BINE-Projektinfo 1/2017
- » Dieses Projektinfo gibt es auch online unter [www.bine.info/Projektinfo\\_14\\_2018](http://www.bine.info/Projektinfo_14_2018).

BINE Informationsdienst berichtet aus Projekten der Energieforschung in seinen Broschürenreihen und dem Newsletter. Diese erhalten Sie im kostenlosen Abonnement unter [www.bine.info/abo](http://www.bine.info/abo)

## Impressum

**Projektorganisation**  
Bundesministerium  
für Wirtschaft und Energie (BMWi)  
11019 Berlin

Projektträger Jülich  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
Dr. Ralf Eickhoff  
52425 Jülich

**Förderkennzeichen**  
03ET7004B, 03ET7005A-C,  
03ET7006A-B, 03ET7007B-D,  
03ET7009A-C

**ISSN**  
0937-8367

**Herausgeber**  
FIZ Karlsruhe · Leibniz-Institut  
für Informationsinfrastruktur GmbH  
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1  
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

**Autor**  
Dr. Franz Meyer

**Urheberrecht**  
Titelbild und alle weiteren Abbildungen:  
Foveart

Eine Verwendung von Text und  
Abbildungen aus dieser Publikation  
ist nur mit Zustimmung der BINE-Redaktion  
gestattet. Sprechen Sie uns an.

## Kontakt · Info

Fragen zu diesem Projektinfo?  
Wir helfen Ihnen weiter:

**0228 92379-44**  
**[kontakt@bine.info](mailto:kontakt@bine.info)**

**BINE Informationsdienst**  
Energieforschung für die Praxis  
Ein Service von FIZ Karlsruhe

Kaiserstraße 185–197  
53113 Bonn  
[www.bine.info](http://www.bine.info)

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages