

ABB

4 | 14
de

review



Unterstationen werden intelligenter 6

Spannungs-/Blindleistungsmanagement 23

Mikronetze 54

Energiespeicherung 61

Die technische
Zeitschrift des
ABB Konzerns

Auf dem Weg zum digitalen Netz

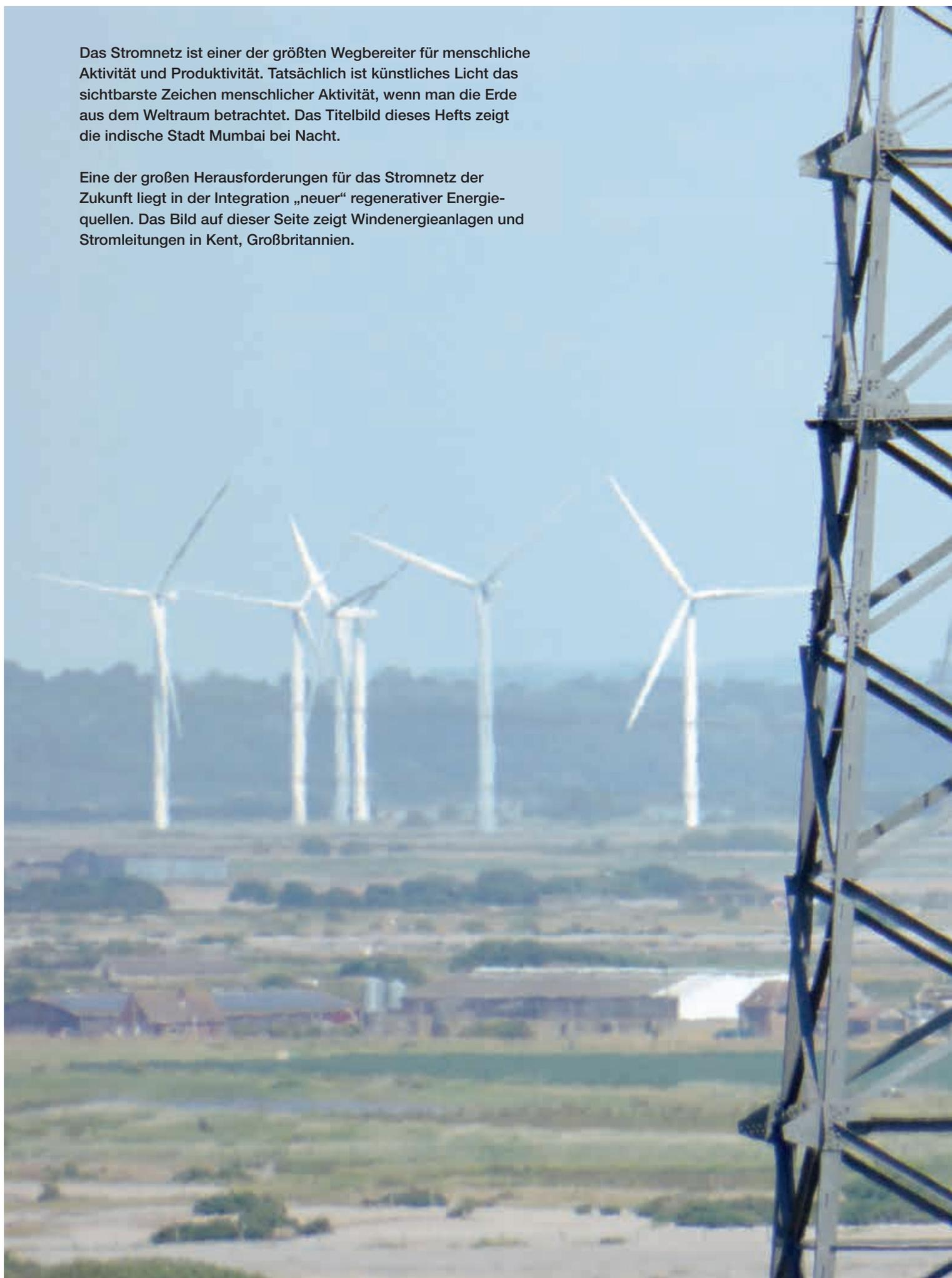


Power and productivity
for a better world™



Das Stromnetz ist einer der größten Wegbereiter für menschliche Aktivität und Produktivität. Tatsächlich ist künstliches Licht das sichtbarste Zeichen menschlicher Aktivität, wenn man die Erde aus dem Weltraum betrachtet. Das Titelbild dieses Hefts zeigt die indische Stadt Mumbai bei Nacht.

Eine der großen Herausforderungen für das Stromnetz der Zukunft liegt in der Integration „neuer“ regenerativer Energiequellen. Das Bild auf dieser Seite zeigt Windenergieanlagen und Stromleitungen in Kent, Großbritannien.



Übertragung

- 6 Digitale Unterstationen**
Ein intelligenteres Netz benötigt intelligentere Unterstationen – und die müssen digital sein
- 11 In weiser Voraussicht**
Optimierter Verteilnetzbetrieb durch Vorhersage von Problemen

Verteilung

- 17 Schnell geschaltet**
Reduzierung von Ausfällen durch intelligente Fehlerbehandlung
- 23 Gleichgewicht der Kräfte**
Bessere Netzeffizienz durch Spannungs- und Blindleistungsmanagement
- 29 Intelligente Verteilung**
Steigerung der Kapazität von Verteilnetzen zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen

Verbrauch und Kommunikation

- 34 Aktive Liegenschaften**
Die ABB Active-Site-Technologie optimiert die Konnektivität zwischen Mikronetzen und dem Makronetz
- 40 Kein Netz ist eine Insel**
Kommunikationstechnologien für intelligentere Netze

Innovation

- 46 Beginn einer neuen Epoche**
Die Geschichte der elektrischen Energieversorgung
- 54 Mikronetze**
Etablierung von Mikronetzen mithilfe von ABB-Technologien
- 61 Ressourcenmanagement**
Eine durchgängige Architektur für die Energiespeicherung im Stromnetz
- 66 Land in Sicht**
Analyse der Kosteneffizienz von Emissionsreduktionen durch landseitige Stromversorgung
- 70 Eine neue Ära**
ABB arbeitet mit führenden Industrieinitiativen an der Einleitung einer neuen industriellen Revolution
- 76 Experte auf Rädern**
Ein Roboter bietet Expertenunterstützung aus der Ferne

Index 2014

- 81 Index 2014**
Das Jahr im Überblick

Auf dem Weg zum digitalen Netz



Claes Ryttoft

Liebe Leserin, lieber Leser,

Elektrizität ist überall. Ganz gleich, ob bei uns zu Hause oder auf der Arbeit, in einer pulsierenden Metropole oder an einsamen Außenposten – Elektrizität ermöglicht direkt oder indirekt nahezu alles, was wir tun. Außerdem ist sie in vielerlei Hinsicht ein ideales Medium zur Übertragung und Bereitstellung von Energie – steuerbar, sicher, wirtschaftlich, effizient und relativ unauffällig. Die elektrische Energieübertragung und -verteilung war schon immer eine der Säulen unseres Geschäfts, und ABB spielt seit jeher eine führende Rolle bei der Entwicklung und Einführung neuer Technologien.

Ein Ende der Entwicklung ist nicht abzusehen. Tatsächlich befindet sich das gesamte elektrische Energieversorgungssystem zurzeit in einem noch nie dagewesenen Wandel. Früher versorgte eine kleine Zahl zentraler Kraftwerke die umliegenden Verbrauchszentren. Die Erzeugung wurde vom Bedarf bestimmt, und der Strom floss im Wesentlichen in eine Richtung. Heute sehen wir ein rapides Wachstum erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne, die von Natur aus schwankend sind. Hinzu kommt, dass die entsprechenden Erzeugungsanlagen (und auch Speicher) geografisch weit verteilt und häufig in Liegenschaften von Verbrauchern integriert sind. So wird ein Verbraucher plötzlich zu einem Erzeuger, und das traditionelle Modell unidirektionaler Stromflüsse weicht einem multidirektionalen Modell. Dies hat nicht nur Auswirkungen auf die Hardware der Übertragungsinfrastruktur, sondern auch auf deren Betrieb. Das Angebot muss nicht mehr nur der Nachfrage folgen, sondern es müssen beide Seiten reguliert werden, um einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu schaffen. Dazu sind ausgeklügelte Über-

wachungs-, Kommunikations- und Steuerungssysteme entlang der gesamten Versorgungskette von der Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Speicherung bis hin zum Verbrauch erforderlich.

Diese Ausgabe der *ABB Review* widmet sich diesen Entwicklungen und deren Auswirkungen auf verschiedene Ebenen und Komponenten des elektrischen Versorgungsnetzes – von Fernübertragungsleitungen bis hin zu lokalen Systemen wie Mikronetzen und den Steuerungs- und Kommunikationssystemen, die die Zusammenarbeit zwischen ihnen ermöglichen.

Bei dieser Gelegenheit möchte ich auch noch einmal darauf hinweisen, dass die *ABB Review* neben der Druckversion auch elektronisch erhältlich ist. Mehr hierzu erfahren Sie unter <http://www.abb.com/abbreview>.

Ich hoffe, diese Ausgabe der *ABB Review* vermittelt Ihnen nicht nur einen Eindruck vom Stromnetz der Zukunft und den damit verbundenen spannenden Herausforderungen und Möglichkeiten, sondern zeigt auch, dass ABB fest entschlossen ist, diese Herausforderungen anzugehen, um eine zentrale Rolle in der zukünftigen Energieversorgung zu spielen.

Eine interessante Lektüre wünscht Ihnen

Claes Ryttoft
Chief Technology Officer &
Group Senior Vice President
ABB Group





Digitale Unterstationen

Ein intelligenteres Netz benötigt intelligentere Unterstationen – und die müssen digital sein

STEFAN MEIER – Lange Zeit war das Konzept einer digitalen Unterstation wenig greifbar – eine ideale Vision von Schaltanlagen, die zu einem intelligenten Stromnetz zusammengeschlossen sind. Mittlerweile ist das Konzept wesentlich konkreter, sodass die Besonderheiten, die eine Unterstation zu einer „digitalen“ Station machen, erörtert werden können.

Die digitale Signalisierung zeichnet sich durch eine hervorragende Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit aus und wird seit Jahrzehnten in der Stromversorgung eingesetzt. Die meisten vorhandenen Stromnetze nutzen digitale Glasfasernetzwerke für die zuverlässige und effiziente Übermittlung von Betriebs- und Überwachungsdaten aus den Automatisierungssystemen in Unterstationen. Auch über die Stromleitungen selbst werden heute Distanzschutzsignale übertragen. Doch erst jetzt beginnt man, die Vorteile der digitalen Datenübertragung im Bereich der Schaltanlagen umfassend zu nutzen.

IEC 61850

Ohne Standards war die Nutzung der digitalen Datenübertragung für die Kommunikation innerhalb von Unterstationen meist fragmentarisches Stückwerk, das aufgrund nicht miteinander kompatibler Signalisierungen zur Entstehung vertikaler Kommunikationssilos führte. ABB engagiert sich für eine branchenweite Ver-

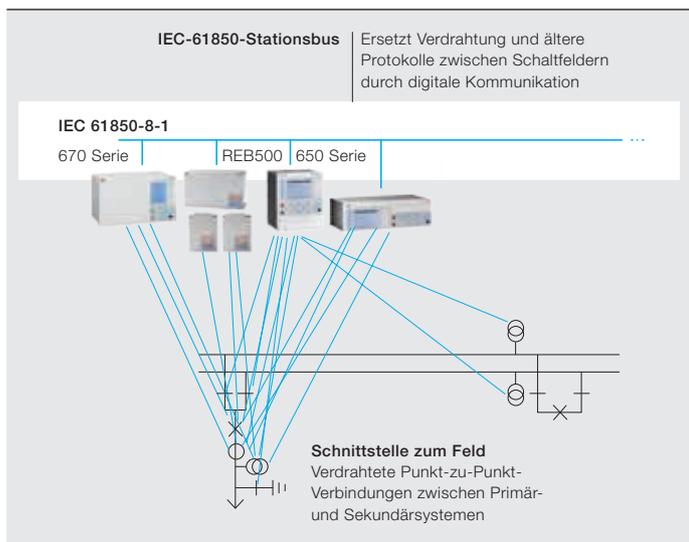
wendung der IEC 61850, einer Norm, an deren Entwicklung das Unternehmen von Beginn an maßgeblich beteiligt ist. Das IEC-Dokument mit der vollständigen Bezeichnung „Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung“ ist eine umfassende mehrteilige Norm, die unter anderem festlegt, wie die Funktionalität von Geräten in Schaltanlagen beschrieben werden sollte, d. h. wie sie miteinander kommunizieren sollen, was sie kommunizieren sollten und wie schnell diese Kommunikation sein sollte. All dies ist für die Realisierung der Vorteile einer wirklich digitalen Unterstation von entscheidender Bedeutung.

Titelbild

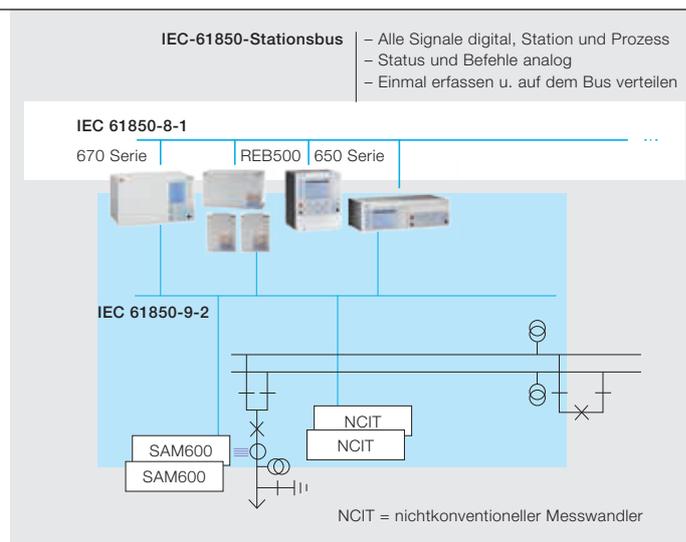
Die Technik zur Realisierung vollständig digitaler Unterstationen bis hin zu den Stromwandlern ist verfügbar. Die Vorteile einer solchen digitalen Unterstation sind vielfältig.







1a Heute



1b Morgen

Die digitale Signalisierung zeichnet sich durch eine hervorragende Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit aus.

Die Stationsebene ist im Allgemeinen bereits digital. Das gilt auch für relativ alte Anlagen. SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition) benötigen für gewöhnlich digitale Informationen, und ABB bietet seit über zwei Jahrzehnten entsprechende faseroptische Netzwerke an.

Zwischen der Stations- und Feldebene können Lichtwellenleiter – entsprechend der IEC 61850 – digitale Daten übertragen, doch für eine echte digitale Unterstation muss die Anwendung des Standards noch weiter ausgedehnt werden.

Digital bis in die Tiefe

Jenseits der Feldebene ist die Welt noch vorwiegend analog. Herkömmliche Primärgeräte wie Strom- und Spannungswandler senden analoge Spannungssignale über parallele Kupferdrähte an intelligente elektronische Geräte, sogenannte IEDs (Intelligent Electronic Devices) → 1a. Die IEDs führen Analysen der ersten Ebene durch und stellen häufig das Tor zu einer digitalen Welt dar.

Dabei hat es kaum Vorteile, die Daten so lange in analoger Form zu belassen, und um der Bezeichnung „digitale Unterstation“ wirklich gerecht zu werden, müssen die Daten gleich nach ihrer Erfassung digitalisiert werden → 1b.

Durch permanente Systemüberwachung reduzieren digitale Geräte die Notwendigkeit manueller Wartungseingriffe. Außerdem kann mit einem vollständig digitalen

Prozessbus intelligente Ausrüstung in die Schaltfelder verlagert werden. Dazu müssen die betreffenden digitalen Geräte leicht montierbar und ebenso robust und zuverlässig sein wie die analoge Ausrüstung, die sie ersetzen oder an die sie angeschlossen werden → 2.

FOCS

Die Anforderungen hinsichtlich der Robustheit und Zuverlässigkeit gelten auch für neue Technologien wie den faseroptischen Stromsensor (FOCS) von ABB. Ein FOCS kann den Stromfluss in einer Hochspannungsleitung direkt überwachen, ohne dass dafür ein Stromwandler erforderlich ist, der den Strom auf einen messbaren Wert heruntersetzt. Durch den Wegfall des Stromwandlers wird auch die Gefahr von offenen Stromwandlerkreisen beseitigt, in denen lebensgefährliche Spannungen auftreten können, was die Sicherheit erhöht.

Ein FOCS nutzt die Phasenverschiebung in polarisiertem Licht, die durch ein elektromagnetisches Feld hervorgerufen wird (Faraday-Effekt). Die Verschiebung ist direkt proportional zum Strom in der Hochspannungsleitung, um die herum ein Lichtwellenleiter angeordnet ist. Das Messergebnis wird gleich an der Quelle digitalisiert und als digitales Signal über den Prozessbus an die Schutz- und Steuer-IEDs sowie die Abrechnungszähler übertragen.



Ein FOCS kann den Stromfluss in einer Hochspannungsleitung direkt überwachen, ohne dass dafür ein Stromwandler erforderlich ist, der den Strom auf einen messbaren Wert heruntersetzt.

Ein solcher optischer Stromwandler benötigt erheblich weniger Platz als sein analoges Pendant. Er kann sogar in einen Leistungsschalter mit Trennfunktion (Disconnecting Circuit Breaker, DCB) integriert werden, um die Funktionen eines Leistungsschalters, Stromwandlers und Trennschalters in einem Gerät zu kombinieren – was die Größe einer neuen Unterstation um die Hälfte reduziert.

Der FOCS gehört zu einer Reihe sogenannter nichtkonventioneller Messwandler (Non-Conventional Instrument Transformers, NCITs), die eine vollständige Digitalisierung ermöglichen. NCITs müssen genauso zuverlässig sein wie die Ausrüstung, die sie ersetzen – und das sind sie auch: Allein in Queensland, Australien, hat ABB in den letzten zehn Jahren über 300 NCITs (kombinierte Strom-

eine Unterstation einfacher, kostengünstiger, kleiner und effizienter zu gestalten.

Doch es kann nicht alles digital sein. Zum Beispiel werden auch weiterhin analoge Daten von herkömmlichen Strom- und Spannungswandlern bereitgestellt werden. Es gibt jedoch keinen Grund für einen vollständigen Austausch, wenn die Umwandlung in ein digitales Format durch eine eigenständige Merging Unit direkt neben dem vorhandenen Messwandler erfolgen kann. In diesem Fall können statt der Kupferkabel, die die Primärgeräte mit den Schutz- und SteuerIEDs verbinden, Lichtwellenleiter eingesetzt werden.

Prozessbus

Als elektrischer Leiter stellt jedes Stück Kupfer in einer Unterstation ein potenzielles Risiko dar. Wird der Strom nicht ordnungsgemäß unterbrochen, z. B. durch einen geöffneten Sekundärstromwandler, können gefährlich hohe Spannungen und Lichtbögen entstehen. So kann eine Kupferleitung plötzlich unter Hochspannung stehen und Personal und Ausrüstung gefährden. Je weniger Kupfer verwendet wird, desto höher ist die Sicherheit.

Dank des digitalen Prozessbusses, der auf Lichtwellenleitern oder einem drahtlosen Netzwerk wie ABB Tropos basieren kann, kann bei der digitalen Unterstation auf Kupfer verzichtet werden. Allein dies genügt unter bestimmten Umständen, um eine Umstellung auf digitale Technik zu rechtfertigen. So kann die Menge an Kupfer in einer Unterstation um 80 % reduziert werden, was eine erhebliche Kosteneinsparung und vor allem eine Verbesserung der Sicherheit darstellt.

Darüber hinaus sorgt der Prozessbus für zusätzliche Flexibilität, da digitale Geräte direkt miteinander kommunizieren können → 3. Zu diesem Zweck definiert die IEC 61850 das GOOSE-Protokoll (Generic Object-Oriented Substation Events) für die schnelle Übertragung von binären Daten. Teil 9-2 der Norm beschreibt die Übertragung von Abtastwerten per Ethernet. Diese Verfahren ermöglichen die zeitgerechte Bereitstellung hochpriorisierter Daten über Ethernet-Verbindungen. Die Ethernet-Switches der ASF-Reihe von ABB unterstützen diesen entscheidenden Aspekt der Datenübertragung in Unterstationen.

Installationen

ABB ist von Beginn an maßgeblich an der Entwicklung der IEC 61850 beteiligt. Die Norm sorgt nicht nur dafür, dass Energieversorgungsunternehmen (EVUs) Ausrüstungen verschiedener Hersteller einsetzen und miteinander verbinden können, sondern liefert – durch Definition entsprechender Konformitätsprüfungen

ABB engagiert sich für eine branchenweite Verwendung der IEC 61850, an deren Entwicklung das Unternehmen von Beginn an maßgeblich beteiligt ist.

und Spannungssensoren in gasisolierten Schaltanlagen) geliefert, und der Energieversorger hat noch keinen einzigen Ausfall im Primärsensor beklagt. Der umfassende Einsatz von NCITs hilft dabei,



Ein optischer Stromwandler benötigt erheblich weniger Platz und kann sogar in einen Leistungsschalter mit Trennfunktion integriert werden, um die Funktionen eines Leistungsschalters, Stromwandlers und Trennschalters in einem Gerät zu kombinieren.

– auch einen Maßstab, an dem Hersteller gemessen werden können.

ABB nahm im Jahr 2011 die erste kommerzielle IEC-61850-9-2-Installation in der Unterstation Loganlea für den Übertragungsnetzbetreiber Powerlink Queensland in Betrieb. Der Einsatz der IEC-61850-9-2-konformen Merging Units und IEDs – ganz zu schweigen von den NCITs – machen das Projekt zu einem Meilenstein in der Entwicklung des Schaltanlagen-Designs.

Das Projekt war Bestandteil der Modernisierung einer vorhandenen Station – einer IEC-61850-konformen Modernisierung auf der Basis digitaler Standards zur Gewährleistung einer hohen Zukunftssicherheit. ABB entwickelte eine Retrofit-Lösung auf Grundlage der Vorgaben von Powerlink, die auf weitere fünf Unterstationen des Kunden angewendet werden kann, sobald diese für eine Nachrüstung bereit sind.

Zwei der Stationen von Powerlink Queensland wurden bereits 2013 bzw. 2014 modernisiert. Die modernisierten Stationen verfügen über ein MicroSCADA Pro SYS600 System und RTU560-Gateway zur Verwaltung von Schutz- und Steuerungs-IEDs vom Typ Relion 670 mit REB500-Sammelschienenschutz. All diese Geräte kommunizieren über IEC 61850-9-2 mit den Merging Units und über IEC 61850 mit den Geräten auf Stationsebene.

Eine vollständig digitale Unterstation ist kleiner, zuverlässiger, zeichnet sich durch niedrigere Lebenszykluskosten aus und lässt sich einfacher warten und erweitern als eine analoge Station. Zudem bietet sie eine höhere Sicherheit und ist effizienter.

Doch nicht jede Unterstation muss vollständig digitalisiert werden. Dies hängt letztendlich von der Art und Größe der Station und davon ab, ob es sich um eine neue Station oder eine Nachrüstung des Sekundärsystems handelt. Hier sind verschiedene Ansätze gefragt. Die umfangreiche IEC-61850-Erfahrung von ABB und das Portfolio von NCITs, Merging Units, Schutz- und Steuer-IEDs sowie Stationsautomatisierungslösungen erleichtert EVUs den Schritt in die digitale Welt. Dank flexibler Lösungen können EVUs die Geschwindigkeit auf dem Weg zur digitalen Unterstation selbst bestimmen.

Stefan Meier

ABB Power Systems
Baden, Schweiz
stefan.meier@ch.abb.com

Literaturhinweis

[1] „Strom messen mit Licht – Faseroptischer Stromsensor in einem Hochspannungs-Leistungsschalter“. *ABB Review* 1/2014. S. 13–17



In weiser Voraussicht

Optimierter Verteilnetzbetrieb durch Vorhersage von Problemen

TORBEN CEDERBERG, RICK NICHOLSON – Moderne elektrische Übertragungs- und Verteilnetze erfahren zurzeit drastische Veränderungen. Gründe hierfür sind der wachsende Anteil von dezentralen und erneuerbaren Energiequellen, ein größeres Datenaufkommen von intelligenten Geräten und Zählern und höhere Anforderungen an die Effizienz. Die Folge ist mehr Arbeit und Stress in den Netzleitstellen. Hilfe bieten SCADA-Energiemanagementsysteme, fortschrittliche Verteilungsmagementsysteme (DMS), Demand-Response-Managementsysteme (DRMS) und fortschrittliche Analysewerkzeuge. Bei entsprechender Integration und Nutzung können diese Systeme dabei helfen, Stromnetze vorausschauender und damit näher an ihren Grenzen zu betreiben. Mit dem bewährten Network Manager DMS, dem DRMS und dem Analysetool FocalPoint bietet Ventyx die notwendigen Optimierungswerkzeuge zur Bewältigung der sich verändernden Betriebsbedingungen im Verteilnetz.

transportiert, zu einem Netz mit einem komplexen, dynamischen Energiefluss in beide Richtungen.

Neue Herausforderungen für die Netzbetriebsführung

Die Energiegewinnung aus erneuerbaren Ressourcen ist wetterabhängig und somit un stet. Bei einer Windenergie- oder Photovoltaik-Anlage kann die Energieausbeute über einen längeren Zeitraum, z. B. ein Jahr, anhand von Langzeit-Wetterbeobachtungen recht genau vorhergesagt werden. Die tägliche und stündliche Produktion variiert jedoch stark und kann höchstens zwei bis drei Stunden im Voraus prognostiziert werden. Dies stellt Netzbetreiber vor zwei Probleme: Zum einen schwankt die im Netz verfügbare Leistung im Laufe des Tages erheblich, und zum anderen können unerwartete Leistungsanstiege und -abfälle zu Spannungsänderungen und damit zu Netzinstabilität führen.

Das erste Problem wurde bislang durch rotierende Reserven gelöst. Dies sind konventionelle Kraftwerke und Wasserkraftwerke, die aufgrund der Trägheit der rotierenden Generatormasse sehr schnell zugeschaltet werden können. Angesichts des Zuwachses und der Verteilung erneuerbarer Ressourcen im Netz ist diese Lösung jedoch zunehmend ungeeignet.

Das zweite Problem der Leistungsschwankungen wird traditionell durch Regelung der Blindleistung mit Drosseln und Kondensatorbänken gelöst. Durch Ein- oder Ausschalten dieser Anlagen können Leistungsfluss- und Spannungsänderungen minimiert werden. Die meisten

Der Wunsch der Gesellschaft nach einer nachhaltigen Energieversorgung unter Einbindung sauberer, erneuerbarer Energien erfordert weitreichende Veränderungen der Übertragungs- und Verteilnetze – sowohl im Hinblick auf den Betrieb als auch die Leistungsfähigkeit der Anlagen. Viele der regenerativen Ressourcen, z. B. Solaranlagen oder Windenergieanlagen, sind geografisch weit

Die von ABB eingeführte Verteilnetzoptimierung wird dabei helfen, Ereignisse, die zu Alarmzuständen führen, vorherzusehen und zu verhindern.

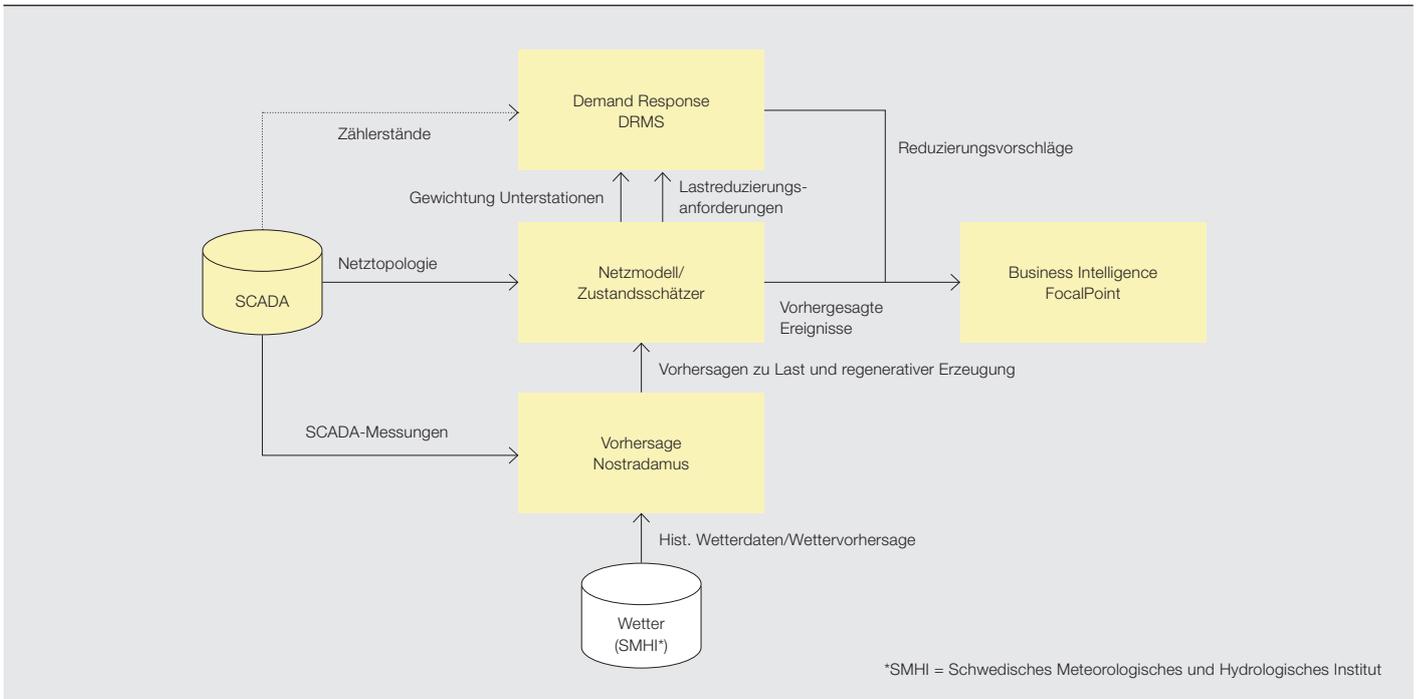
verstreut. Die neue Energielandschaft, bei der auch Batteriespeicher verschiedener Größe eine Rolle spielen, ist ein Mix aus zentralen und dezentralen Ressourcen mit einem wachsenden Anteil kleiner, verstreuter Erzeugungsanlagen – eine Konstellation, für die die Verteilnetze nie ausgelegt waren.

Das typische Verteilnetz wandelt sich von einem Netz, das Strom in eine Richtung vom Erzeuger zum Verbraucher

modernen SCADA-Energiemanagementsysteme (EMS) und fortschrittlichen Verteilungsmanagementsysteme (Advanced Distribution Management Systems, ADMS) verfügen über integrierte Funktionalitäten zur Steuerung dieser Anlagen. Häufig werden sie allerdings manuell bedient, indem das Personal in der Leitwarte das SCADA-System beobachtet und entsprechend reagiert. Dies funktioniert in traditionellen Stromnetzen, in denen Veränderungen nur einige Male im Jahr

Titelbild

Die Integration erneuerbarer Energiequellen stellt Stromnetze vor große Herausforderungen. Die Anwendungen von ABB zur Netzoptimierung können Probleme im Netz vorhersagen und bei ihrer Lösung helfen, bevor sie auftreten.



(meist jahreszeitlich bedingt) stattfinden, aber nicht mehr heute, da die Netze zum Teil mehrmals am Tag oder sogar mehrmals in der Stunde rekonfiguriert werden müssen.

Um im modernen Stromnetz wirksam eingesetzt zu werden, benötigt ein traditionelles SCADA EMS oder ADMS zusätzliche Funktionalität. Der Schlüssel hierzu liegt in der Integration von In-

formationstechnologie (IT) und operativer Technologie (OT). ABB geht dabei noch einen Schritt weiter und konzipiert und testet die integrierte Funktionalität während der Entwicklung der einzelnen Komponenten einer Lösung. Ermöglicht

Der Wunsch der Gesellschaft nach einer nachhaltigen Energieversorgung erfordert weitreichende Veränderungen der Übertragungs- und Verteilnetze.

Neue Lösungen für das Netzmanagement

Die Hauptaufgabe von SCADA EMS oder ADMS besteht darin, das Netz aus der Ferne zu verwalten, indem sie Daten aus dem Netz erfassen und zu jedem beliebigen Zeitpunkt eine Momentaufnahme des Netzes bereitstellen. Dies beinhaltet die Überwachung von analogen Werten wie Spannung, Strom, Wirkleistung und Blindleistung sowie der digitalen Zustände von Schaltgeräten. Sobald das System einen anormalen Zustand erkennt oder ein voreingestellter Grenzwert überschritten wird, gibt es einen Alarm aus.

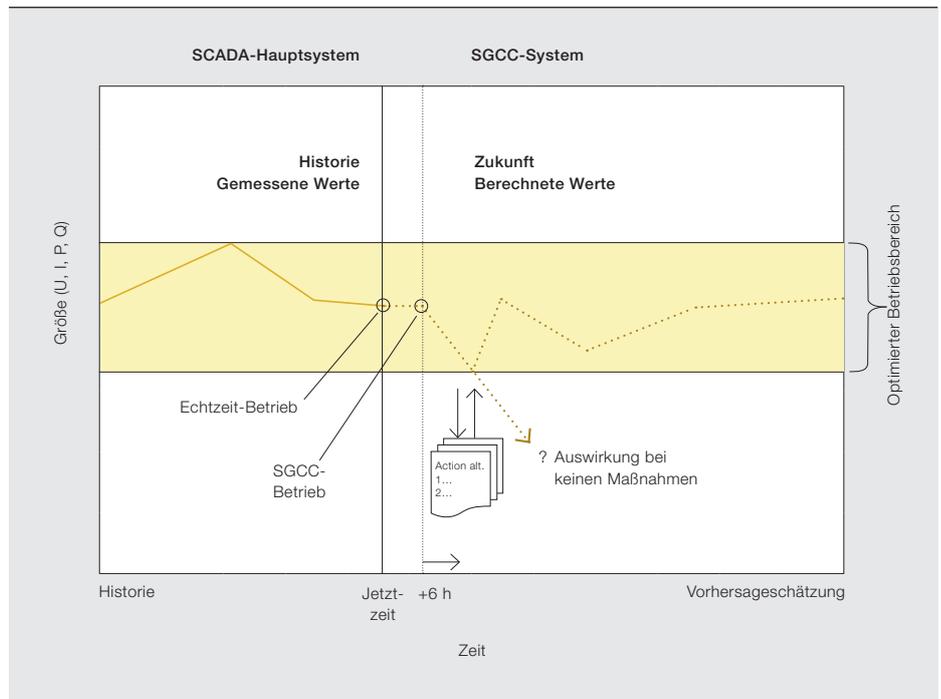
wird dies durch eine Reihe von Tools, die von Anfang an kombiniert werden können, um die volle Funktionalität bereitzustellen. Dies reduziert auch den späteren Integrations- und Wartungsaufwand. Alternativ kann auch mit einigen Komponenten begonnen werden, die dann in vorhandene Systeme oder Systeme von anderen Anbietern integriert werden.

Netzoptimierung

Bisher unterschied man in der Netzleitstelle zwei Betriebszustände: normal und anormal. Inzwischen gibt es einen dritten Zustand, „suboptimal“, bei dem das Netz zwar keinen ernsthaften Störungen ausgesetzt ist, aber einige Anlagen effizienter arbeiten könnten und eine Reihe von

Ein DSO-System kombiniert verfügbare Vorhersagedaten wie Last- und Wetterdaten zur Übergabe an ein Software-Tool, das Erzeugungs- und Lastprofile für die nähere Zukunft berechnet.

2 Netzoptimierung mithilfe errechneter Werte auf Basis einer sechsständigen Vorhersage



Alarmen und Warnungen vorliegen. Häufig ist das Bedienpersonal durch die Alarme so beschäftigt, dass weniger Zeit bleibt, um das Netz in einen optimierten und effizienteren Betriebszustand zu schalten oder geplante Wartungshandlungen vorzunehmen. Je stärker die Überlastung des Bedienpersonals, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit von Fehlern. Energieversorgungsunternehmen (EVUs) sollten daher auf eine bessere Unterstützung achten, wenn sie neue SCADA-EMS- und DMS-Lösungen implementieren.

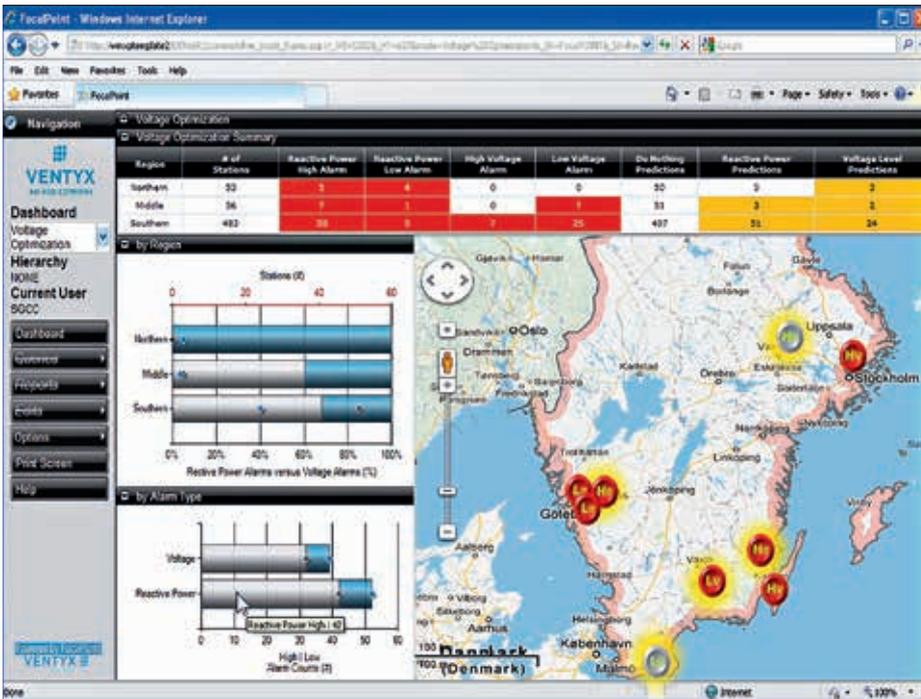
Das, was in dieser Situation getan werden muss, wird unter dem Begriff „Netzoptimierung“ zusammengefasst. Eine Möglichkeit, die Spannung so zu regulieren, dass sie innerhalb der vorgegebenen Grenzen bleibt, besteht darin, das Netz durch Ein- und Ausschalten von Kondensator- und Drosselbänken ständig zu rekonfigurieren. In Übertragungsnetzen wird dies als Spannungs- und Blindleistungsoptimierung (Volt/var-Optimierung, VVO) bezeichnet. Die symmetrische Belastung von Transformatoren, die temporäre Überlastung von Leitungen und die dynamische Leistungsbestimmung von Leitungen (Dynamic Line Rating, DLR) sind weitere Beispiele für Netzoptimierungsverfahren, die zu einer besseren Nutzung der Anlagen im Netz beitragen.

Demand-Response-Managementssysteme sind relativ neue Werkzeuge zum Ausgleich der verfügbaren und benötigten Leistung

Doch wie kann das Bedienpersonal den besten Zeitpunkt für eine Rekonfiguration erkennen?

Proaktive Betriebsführung durch Vorhersagen

Den optimalen Netzzustand so schnell zu berechnen, dass ein präventives Schalten möglich ist, war schon immer schwierig. Ideal wäre es, wenn man Ereignisse, die zu Alarmzuständen führen, voraussehen und verhindern könnte. Wenn ein Netz sich schneller an leistungsflussbedingte Veränderungen anpassen kann, lässt es sich auch effizienter betreiben, d. h. mit einer besseren Ausnutzung und geringeren Verlusten. Neue Anwendungen wie die kürzlich von ABB eingeführte Verteilnetzoptimierung (Distribution System Optimization, DSO) helfen hierbei → 1.



Das Ergebnis der Berechnungen ist eine Simulation des realen Netzes, jedoch mit elektrischen Werten, die für einige Stunden im Voraus geschätzt sind.

Ein DSO-System kombiniert verfügbare Vorhersagedaten wie Last- und Wetterdaten auf effektive Weise, um sie dann einem Software-Tool zu übergeben, das Erzeugungs- und Lastprofile für die nähere Zukunft berechnet und erstellt. Stellt man diese Informationen der Softwarefunktion zur Verfügung, die das Netz abbildet (häufig ein Zustandsschätzer (State Estimator, SE) in einem EMS), erhält man ein simuliertes Netz. Die Schaltzustände des Netzes werden aus dem Echtzeit-SCADA-System kopiert. Das Ergebnis ist eine Simulation des realen Netzes, jedoch mit elektrischen Werten, die für einige Stunden – die gleiche Zeitspanne wie bei den Vorhersagen – im Voraus geschätzt sind. Diese Zeitspanne liegt typischerweise sechs bis zwölf Stunden in der Zukunft, was einen guten Kompromiss zwischen einer angemessenen Genauigkeit und der zur Rekonfiguration des Netzes erforderlichen Zeit darstellt → 2.. Außerdem bleibt genügend Zeit, um ein Signal an die Teilnehmer eines Programms zur verbraucherseitigen Lastbeeinflussung (Demand Response) zu senden.

Damit ist der Netzbetreiber erstmalig in der Lage, in naher Zukunft zu erwartende Alarme und Warnungen vorzusehen und informierte, proaktive Entscheidungen zu treffen. Das Ergebnis ist eine verbesserte Netzeffizienz, ein stabilerer Betrieb und weniger Ausfälle.

Demand Response (DR)

Demand-Response-Managementsysteme (DRMS) sind relativ neue Werkzeuge, die von EVUs zum Ausgleich der verfügbaren und der benötigten Leistung verwendet werden. Die Grundidee besteht darin, regelbare Lasten zu modellieren und zu einer virtuellen Last mit einer flacheren Spitzenlastkurve zusammenzufassen. Durch Signalisierung dieser Last kann das EVU das Lastprofil regulieren und bei Bedarf besser an die Erzeugung anpassen. Dabei ist anzumerken, dass sich diese Lösung für private Verbraucher von den älteren Lastmanagementsystemen (LMS) unterscheidet, bei denen die Lasten ohne Beteiligung der Endkunden bzw. Zustimmung zu jedem gesendeten Schaltbefehl ferngesteuert wurden. Das DRMS-Tool erfordert hingegen meist eine aktive Anmeldung des Kunden zum DR-Programm.

Die Signale werden üblicherweise von einem zentralen System an ausgewählte Programmteilnehmer gesendet. Diese können Reaktionsprofile einrichten, die bei Empfang des Signals automatisch die gewählte Art der Lastbegrenzung ausführen. Geeignete Verbraucher sind Wassererhitzer und temperaturregelnde Geräte wie Wärmepumpen und Klimaanlage, da eine geringe Veränderung der Raumtemperatur für den Kunden in der Regel kaum spürbar ist. Offensicht-

Die DSO-Lösung umfasst ein Business-Analytics-Tool, das Informationen aus dem Netzmodell sammelt und dem Bedienpersonal anhand einer Karte die Bereiche anzeigt, in denen Alarme und Warnungen vorhergesagt werden.

lich ungeeignet sind hingegen Leuchten, Elektroherde, Fernseher und Computer. Für ihre Flexibilität werden die Kunden häufig in irgendeiner Form entlohnt, wobei die Art der Belohnung von EVU zu EVU variiert. Solche Programme werden als Möglichkeit gesehen, die Verbrauchsgewohnheiten der Kunden langfristig zu verändern, worin viele Experten die wichtigste Verhaltensänderung überhaupt sehen.

Virtuelle Kraftwerke

Mehrere dezentrale Erzeugungsressourcen, die gebündelt und auf ähnliche Weise verwaltet werden wie Demand-Response-Lasten, werden als virtuelles Kraftwerk (Virtual Power Plant, VPP) bezeichnet. Die Leistungsfähigkeit eines VPP ist in der Regel vergleichbar mit der eines großen regenerativen Kraftwerks. In Ländern mit einem hohen Anteil an Wind- und Sonnenenergie wird zurzeit nach wirtschaftlichen und technischen Methoden zur Nutzung von VPP-Einheiten als rotierende Reserve geforscht. Zu den aussichtsreichsten Kandidaten gehören große Batteriespeicher, da diese die Fähigkeit besitzen, Leistungsspitzen und -täler zu glätten. Solche Veränderungen müssen vom Leitwartenpersonal bei der Planung des Netzbetriebs berücksichtigt werden.

Dashboard

Die DSO-Anwendung umfasst eine Business-Analytics-Softwareplattform, die Informationen aus dem simulierten Netz sammelt und dem Bedienpersonal anhand einer Karte die Bereiche anzeigt, in denen Alarme und Warnungen vorhergesagt werden → 3.. Business-Analytics-Lösungen werden bereits seit einiger Zeit zur Entscheidungsunterstützung vor allem in Finanzfragen eingesetzt. Mittlerweile finden sie auch in Leitwarten zunehmend Verwendung, wo sie Unterstützung bei technischen Entscheidungen bieten. Eine wichtige Funktion der Analyselösung ist die Prüfung der eingehenden Daten auf Richtigkeit und Vollständigkeit sowie die anschließende Umwandlung der riesigen Datenmengen in nutzbare Informationen.

E.ON Smart Grid Control Center

Zurzeit befindet sich eine neue Generation der Systemunterstützung in der Entwicklung, die EVUs beim Management ihrer zunehmend größeren und komplexeren Netze helfen soll. Die DSO-Anwen-

dung erleichtert es dem Bedienpersonal, sich verändernde Netzzustände zu verfolgen und vorauszusehen, und hilft bei der Bewältigung der immer größer werdenden Datenmengen. In einer Pilotinstallation bei E.ON in Schweden wird diese Anwendung parallel zum SCADA-System in der Netzleitstelle eingesetzt, um das Bedienpersonal beim Betrieb eines Verteilnetzes zu unterstützen, das über eine Million Kunden versorgt. Diese Anwendung wird die erste ihrer Art im regionalen 50- bis 130-kV-Netz sein, das das Übertragungs- mit dem Verteilnetz verbindet. Die neue Systemstudie trägt den Namen E.ON Smart Grid Control Center (SGCC).

Die Pilotinstallation läuft in ihrer eigenen Umgebung mit einer geschlossenen Verbindung zum Echtzeit-SCADA-System und wird lediglich Maßnahmen vorschlagen. Sobald mehr Erfahrungen vorliegen, wird eine engere Integration geprüft, um eine direkte Optimierung im Echtzeit-SCADA-System zu ermöglichen. Dies wird einen wichtigen Schritt auf dem Weg zur nächsten Generation der fortschrittlichen Betriebsführung und Optimierung von Verteilnetzen darstellen.

Torben Cederberg

ABB Power Systems, Network Management
Västerås, Schweden
torben.cederberg@ventyx.abb.com

Rick Nicholson

ABB Power Systems, Network Management
Boulder, CO, USA
rick.nicholson@ventyx.abb.com



Schnell geschaltet

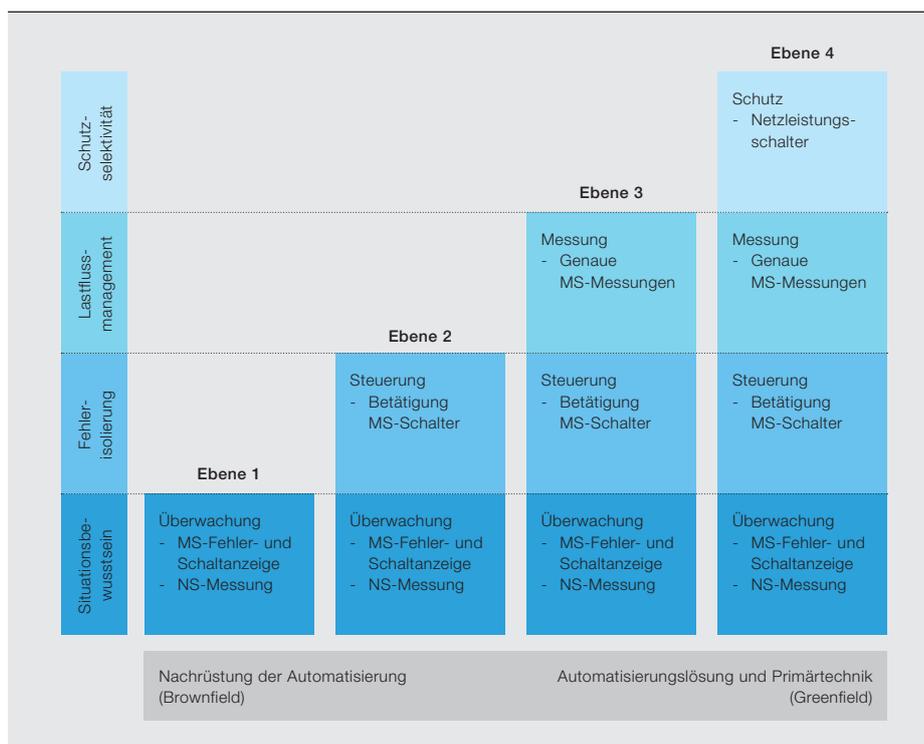
Reduzierung von Ausfällen durch intelligente Fehlerbehandlung

VINCENZO BALZANO – Das Mittelspannungsnetz wird immer intelligenter, was uns der Realität eines Smart Grids immer näher bringt. Ein Ziel des Smart Grids ist es, die Kontinuität der Versorgung durch möglichst schnelles Erkennen, Lokalisieren und Isolieren von Fehlern zu verbessern. Gleichzeitig sollte die Anzahl der außer Betrieb genommenen Anlagen minimiert werden, um eine maximale Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Obwohl es immer

Fehler und Ausfälle im Stromnetz gegeben hat, ist ihre Häufigkeit mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energiequellen gestiegen. Um die Auswirkungen von Fehlern und Ausfällen zu mildern, die Kontinuität und Qualität der Versorgung zu verbessern, die Energieeffizienz des Netzes zu erhöhen und gleichzeitig Verluste zu minimieren, müssen die Überwachungssysteme im Netz in Echtzeit und intelligent arbeiten.

Tritt an irgendeiner Stelle in einem Verteilungsstromkreis ein Fehler auf, ist es wichtig, dass dieser in kürzester Zeit erkannt, lokalisiert und isoliert wird.

1 Unterteilung der Automatisierungstechnik in vier logische Ebenen



Tritt an irgendeiner Stelle in einem Verteilungsstromkreis ein Fehler auf, ist es wichtig, dass dieser in kürzester Zeit erkannt, lokalisiert und isoliert wird. Letzteres geschieht mithilfe von Leistungsschaltern, wobei der isolierte Netzabschnitt so klein wie möglich gehalten werden muss, damit möglichst wenige Verbraucher gestört werden. Gleichzeitig sollte durch Umleitung des Stroms über nicht betroffene Bereiche die Versorgung für eine maximale Anzahl von Verbrauchern so schnell wie möglich wiederhergestellt werden.

Wichtige Kennzahlen

Die Leistungsfähigkeit von EVUs wird anhand verschiedener Kenngrößen gemessen. Zwei wichtige Indikatoren sind SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Staatliche Behörden und Aufsichtsgremien für den Energiesektor nutzen diese Kenngrößen als Grundlage für verschiedene Entscheidungen – z. B. ob Strafen erhoben werden sollen und wie hoch diese sein sollen.

Neben Unannehmlichkeiten für die Verbraucher verursachen solche Ausfälle erhebliche Kosten und wirken sich negativ auf die Ressourcenplanung, Effizienz und Profitabilität des Energieversorgungsunternehmens (EVU) aus. Außerdem stehen EVUs mittlerweile unter der strengen Beobachtung von Aufsichtsorganen, die Strafen aussprechen und Bußgelder verhängen können. Folglich sind die EVUs stark motiviert, Ausfälle zu vermeiden.

Logische Selektivität kommt zum Einsatz, wenn die Zahl der Ausfälle und ihre Dauer drastisch reduziert werden müssen.

Die Berechnungen für SAIDI und SAIFI sind ähnlich, und beide Kenngrößen beziehen sich auf ungeplante Ausfälle. Kurzfristige Ausfälle, sogenannte kurzzeitige Störungen, wirken sich nicht auf die Kenngrößen aus, wobei aber die zulässige Störungsdauer von den örtlichen Behörden festgelegt wird und von Ort zu Ort variieren kann.

Titelbild

Um im Fehlerfall die Versorgung von möglichst vielen Kunden aufrechtzuerhalten, muss der außer Betrieb genommene Netzabschnitt minimiert werden. Welche Produkte und Strategien stehen hierzu zur Verfügung?



Neben Unannehmlichkeiten für die Verbraucher verursachen Ausfälle erhebliche Kosten und wirken sich negativ auf die Ressourcenplanung, Effizienz und Profitabilität des EVUs aus.

Bei SAIDI geht es um die Dauer des Ausfalls, d. h. wie lange der Kunde ohne Strom ist. Sobald ein Kunde dem EVU einen Ausfall meldet und der Ausfall eine bestimmte Zeitdauer überschreitet, beginnt die Uhr für diese Kenngröße zu ticken. SAIDI ist die jährliche Ausfalldauer pro Kunde.

Bei SAIFI geht es um die Häufigkeit ungeplanter Ausfälle. In diesem Fall wird die Kenngröße von jedem neuen Ausfall beeinflusst, der eine bestimmte Zeitdauer übersteigt – ganz gleich, wie lange der Kunde ohne Strom ist. SAIFI ist die jährliche Anzahl der Unterbrechungen pro Kunde.

CAIDI (Customer Average Interruption Index) ist eine Kenngröße für die Zuverlässigkeit, die aus dem Verhältnis von SAIDI zu SAIFI berechnet wird.

Zur richtigen Einordnung der Kenngrößen sei darauf hingewiesen, dass diese die Grundlage für die Entscheidung einiger EVUs bilden, mehrere Millionen US-Dollar im Jahr für Strafen bei Nichteinhaltung der Vorgaben einzuplanen.

Das richtige Management von Fehlern und Ausfällen ist eine Möglichkeit, diese Kenngrößen zu verbessern und die Gefahr hoher Strafen zu mindern.

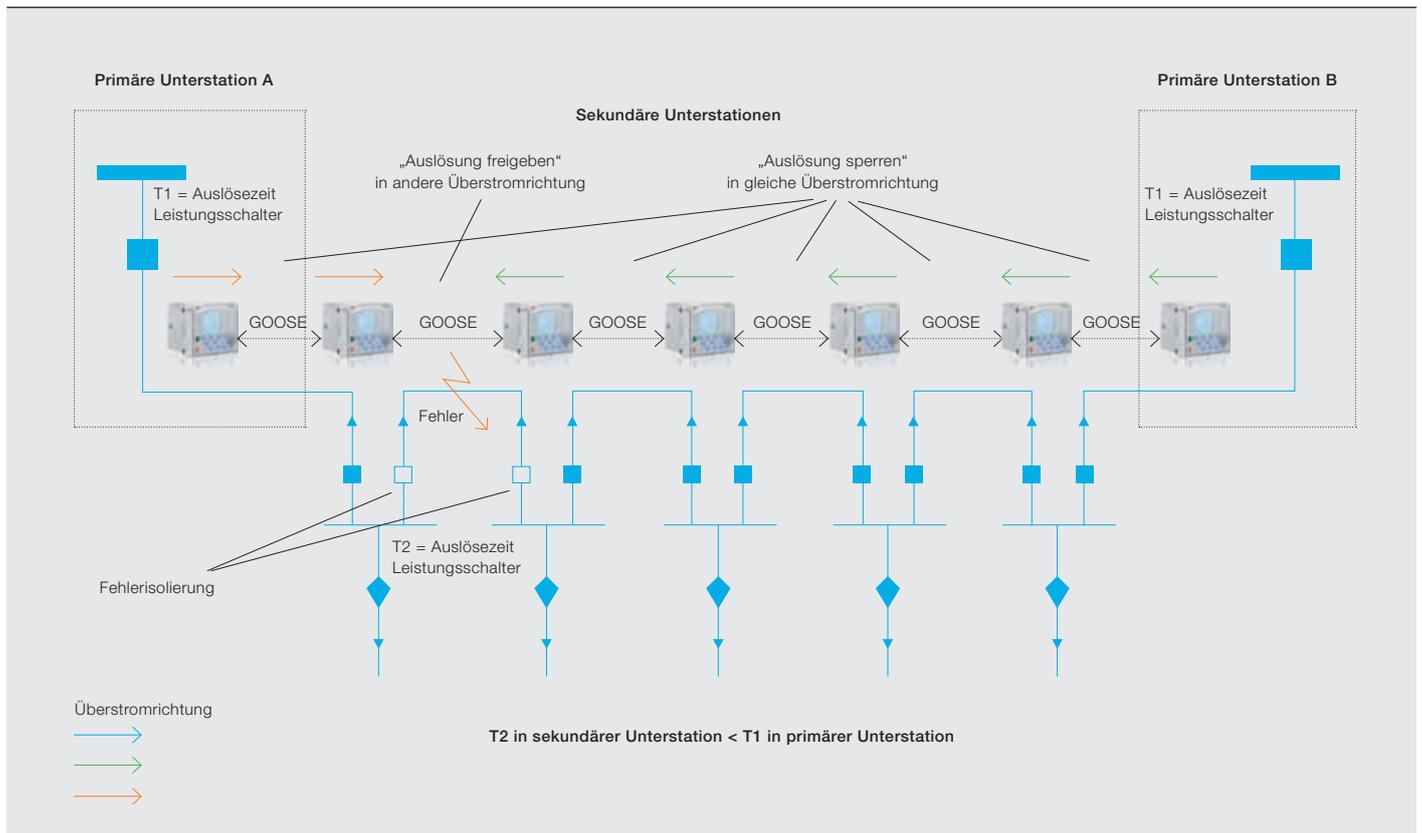
FDIR und logische Selektivität

Generell gibt es zwei Ansätze zur Behandlung von Fehlern und Ausfällen mit dem Ziel, die Kontinuität der Versorgung zu verbessern:

- Fehlererkennung, -isolierung und -korrektur (Fault Detection, Isolation and Restoration, FDIR)
- Logische Selektivität

FDIR ermöglicht EVUs eine Erhöhung der Netzzuverlässigkeit hauptsächlich durch Verkürzung der Dauer von Ausfällen für Kunden, die von ungeplanten Ereignissen betroffen sind. Zu den Vorteilen von FDIR gehören ein verbesserter Kundenservice und höhere Umsätze. FDIR reduziert die Kosten für die Wiederversorgung sowie das Risiko von Strafen und Klagen.

Logische Selektivität kommt zum Einsatz, wenn die Zahl der Ausfälle und ihre Dauer drastisch reduziert werden müssen. Das System der logischen Selektivität ermöglicht eine schnelle Fehlerisolierung und hat den großen Vorteil, dass der Fehler ohne Auswirkungen auf andere, nicht unmittelbar betroffene Verbraucher isoliert wird. Für ein entsprechendes System sind möglicherweise Investitionen in Primärtechnik und die Kommunikationsinfrastruktur erforderlich – z. B. Leistungsschalter und IEC-61850-fähige Schutzeinrichtungen in sekundären Unter-



Kenngrößen wie CAIDI bilden die Grundlage für die Entscheidung einiger EVUs, mehrere Millionen US-Dollar im Jahr für Strafen bei Nichteinhaltung einzuplanen.

stationen oder mastmontierte Recloser in Kombination mit einem leistungsstarken Kommunikationsnetz mit der notwendigen geringen Latenz.

Fehlerbehandlungsstrategien für FDIR und logische Selektivität können auf verschiedenen Ebenen umgesetzt werden:

- Peer-to-Peer, wobei eine Gruppe von Schaltanlagen bzw. Freiluftgeräten gemeinsam versucht, die Versorgung auf möglichst optimale Weise wiederherzustellen,
- auf Unterstationsebene durch koordinierte Steuerung von Schaltanlagen bzw. Freiluftgeräten innerhalb einer Unterstation bzw. benachbarten Unterstationen,
- auf zentraler Ebene, wobei die koordinierte Steuerung auf das Verteilnetz ausgedehnt wird.

Mit diesen Strategien verbunden sind weitere Vorteile wie geringere Umsatzverluste und eine Imageverbesserung des EVUs aus Sicht der Kunden, Aktionäre und Regierungsbehörden.

Netzautomatisierung

Eine erfolgreiche Überwachung und Behebung von Netzausfällen erfordert eine intelligente Netzautomatisierung. ABB ver-

fügt über eine breite Palette von intelligenten Netzautomatisierungsprodukten wie UniGear Digital Schaltanlagen für primäre Unterstationen, gasisolierte Ringkabelschaltanlagen vom Typ SafeRing/ SafePlus und luftisolierte Schaltanlagen

Zahlreiche Untersuchungen haben gezeigt, dass in der Netzautomatisierung ein „One size fits all“-Ansatz nicht funktioniert.

vom Typ UniSec für sekundäre Unterstationen, Sectos und Freiluft-Recloser für Freiluftanlagen, UniPack-G Kompaktstationen, Schutz- und Steuer-IEDs (Intelligent Electronic Devices) vom Typ RER/ REC 601, 603, 615 sowie Remote-E/A-Module vom Typ RIO600 und intelligente Niederspannungs-Schaltschränke vom Typ GAO und GAI zur Nachrüstung von Freiluft- und Innenraumanlagen.

Zahlreiche Untersuchungen haben gezeigt, dass in der Netzautomatisierung ein „One size fits all“-Ansatz nicht funktioniert. Daher hat ABB vier Ebenen definiert, die den verschiedenen funktionalen Ebenen der Automatisierung entsprechen → 1.

Bei einem Fehler werden nur die Leistungsschalter in den unmittelbar vor- und nachgelagerten Unterstationen geöffnet.

Ebene 1 entspricht der Basislösung. Sie beinhaltet die Überwachung der gesamten sekundären Unterstation sowie die Messung von Strom, Spannung und Energie auf der Niederspannungsseite.

Bei der Ebene 2 kommt die Steuerung von Mittel- und Niederspannungs-Primärgeräten hinzu. FDIR wird auf dieser Ebene durch Geräte wie die drahtlose Steuereinheit REC603 von ABB ermöglicht – ein Gerät für die Fernsteuerung und -überwachung von sekundären Unterstationen wie Ringkabel-Schaltanlagen mit Lasttrennschaltern in Verteilnetzen.

Die Ebene 3 bietet zusätzlich die präzise Messung von Strom, Spannung und Energie auf der Mittelspannungsseite. Mit der richtigen Instrumentierung können Leistungsflüsse gesteuert werden, was beim Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen an das Verteilnetz wichtig ist.

Die Ebene 4 entspricht der technisch vollständigsten Lösung. Hier spielen der Leistungsschalter und das Schutzrelais eine entscheidende Rolle bei der Steuerung der logischen Selektivität und der Erhöhung der Leistungsfähigkeit in verschiedenen Topologien von einfachen Strahlen- bis hin zu komplexen Maschennetzen. Gegenüber der Ebene 3 bietet die Ebene 4 außerdem Schutzfunktionen unter Verwendung von Leistungsschaltern an Ein- und/oder Abgangsschaltfeldern.

Hier kommen Produkte wie das REC615 zum Einsatz → 2. Das REC615 bietet verschiedene Funktionen zur Verbesserung der Netzzuverlässigkeit. Diese reichen vom einfachen, ungerichteten Überlastschutz bis hin zu erweiterten Schutzfunktionen mit Netzqualitätsanalyse. Damit unterstützt es den Schutz von Freileitungs- und Kabelabzweigen in Netzen mit isoliertem Neutralpunkt, widerstandsgeerdeten Netzen, kompensierten Netzen und starr geerdeten Netzen. Zusätzlich zur entscheidenden Schutzfunktionalität ist das IED auch in der Lage, Anwendungen zu unterstützen, in denen mehrere Objekte entweder auf der Grundlage herkömmlicher Technologie oder Sensortechnologie gesteuert werden. Das REC615 ist frei programmierbar mit horizontaler GOOSE-Kommunikation (Generic Object-Oriented Substation Events) und ermöglicht somit anspruchsvolle Verriegelungsfunktionen. Außerdem unterstützt es die Kommunikation über spezielle Protokolle wie IEC 60870-5-101 und IEC 60870-5-104.

Logische Selektivität

Auf der Ebene 4 kann die Zahl der Ausfälle mithilfe der logischen Selektivität reduziert werden, ohne dass nicht unmittelbar betroffene Verbraucher isoliert werden. Außerdem ermöglicht sie die präzise Isolierung eines fehlerhaften Zweigs durch schnelles Öffnen des bzw. der benachbarten Leistungsschalter/s und reduziert so die Fehlerzeit auf einige Hundert Millisekunden gegenüber mehreren Minuten wie beim FDIR-Ansatz.

Die hohe Leistungsfähigkeit der logischen Selektivität erfordert eine schnelle Kommunikation – normalerweise mit einem Protokoll auf Basis der IEC 61850, das Peer-to-Peer-Multicasting zulässt. GSE (Generic Substation Events) ist ein in der IEC 61850 definiertes Steuerungsmodell, das eine schnelle und zuverlässige Übertragung von Daten über das Stationsnetz ermöglicht. GSE sorgt dafür, dass dieselbe Nachricht von mehreren Geräten empfangen wird. GOOSE ist eine Unterordnung von GSE. Um eine gute Leistungsfähigkeit zu erreichen, muss die Kommunikation zwischen zwei Knoten des Netzwerks innerhalb einiger Dutzend Millisekunden erfolgen.

Der Selektivitätsalgorithmus geht normalerweise davon aus, dass diese Kommunikationsgeschwindigkeit zwischen den Unterstationen des betreffenden Mittel-

spannungsnetzes und den jeweiligen Schutzrelais vorliegt. Kommt es zu einem Fehler, kommunizieren die Relais des betreffenden Bereichs miteinander, und nur die Unterstationen unmittelbar vor und nach dem Fehler erhalten das Signal zum Öffnen der entsprechenden Leistungsschalter. Der Selektivitätsalgorithmus muss den Fehlerzustand innerhalb der in der primären Unterstation festgelegten Verzögerungszeit – d. h. innerhalb der Zeit, nach der der Leistungsschalter in der primären Unterstation öffnet – beenden und löschen → 3.

Die Verwendung von Leistungsschaltern, Geräten auf Basis der IEC 61850 und die flächendeckende Einführung eines Kommunikationsnetzwerks mit einer geringen Latenz ermöglichen die Implementierung einer umfangreichen Selektivitätslogik im sekundären Verteilnetz. Dies führt zu einer frühzeitigen Erkennung und schnellen Wiederversorgung, was die Zahl von Ausfällen und die durchschnittliche Ausfalldauer für den Kunden reduziert – sehr zur Freude der EVUs in einer Zeit, in der Kenngrößen wie SAIDI und SAIFI von Behörden und Aufsichtsgremien zunehmend kritisch beäugt werden.

Angesichts der zusätzlichen Belastung des Netzes durch den steigenden Energiebedarf und die zunehmende Zahl von erneuerbaren Energiequellen kann davon ausgegangen werden, dass unplanmäßige Ausfälle mit wachsender Schärfe geprüft werden. Intelligente EVUs werden die Technologie nutzen, um die Behandlung von Fehlern und Ausfällen zu verbessern – und gleichzeitig die Betriebskosten zu senken und die Zuverlässigkeit der Versorgung zu erhöhen, damit sie für die zukünftige Dynamik in der Energiewirtschaft gerüstet sind.

Vincenzo Balzano

ABB Power Products

Dalmine, Italien

vincenzo.balzano@it.abb.com



Gleichgewicht der Kräfte

Bessere Netzeffizienz durch Spannungs- und Blindleistungsmanagement

GARY RACKLIFFE – Die Betreiber elektrischer Verteilnetze stehen unter dem ständigen Druck, die Netzeffizienz zu steigern, die Spannungsqualität zu sichern, Verluste zu reduzieren und den Spitzenbedarf zu senken. Zudem veranlassen sie die Kosten für zusätzliche Erzeugungskapazität bzw. Spitzenstrom sowie Standort- und Umweltaspekte dazu, wirksamere Möglichkeiten zu finden, um ihre Kapazitätsanforderungen mit der vorhandenen Ausrüstung zu erfüllen. Die Verbesserung des Spannungs- und Blindleistungsmanagements in Verteilnetzabzweigen ist eine ideale Möglichkeit, all diese Herausforderungen zu bewältigen.

Titelbild

Die zunehmende Zahl erneuerbarer Ressourcen und immer anspruchsvollere Verbraucher treiben Stromnetze an ihre Grenzen. Ein fortschrittliches Volt/var-Management hilft EVUs, diese Herausforderung zu bewältigen.

Die Spannungs- und Blindleistungsregelung (Volt/var-Regelung) ist für Energieversorgungsunternehmen (EVUs) nicht neu. Seit es Verteilnetze gibt, werden große Anstrengungen unternommen, um den Auswirkungen von Blindleistung und Spannungsabfällen entgegenzuwirken. Ein effektives Management der Spannungen und Verluste in Verteilnetzabzweigen kann dafür sorgen, dass die Spannungen innerhalb der vorgeschriebenen Bandbreite bleiben. Das bedeutet, dass Verbrauchergeräte richtig funktionieren und der Leistungsfaktor optimiert werden kann, wobei Blindverluste vermieden werden.

Das Volt/var-Management wird durch viele Faktoren beeinflusst. Dazu gehört z. B. die Art der Verbraucherlast. Hierbei wird zwischen ohmschen Lasten – wie konventionelle Beleuchtungen – und induktiven Lasten – wie Elektromotoren – unterschieden. Die Integration dezentraler Energieressourcen wie Photovoltaikanlagen, dezentrale Energiespeicher, Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge und Mikronetze erhöht die Komplexität

des Verteilnetzbetriebs und des Volt/var-Managements in Verteilnetzabzweigen.

Eine wirksame Volt/var-Regelung hat auch Auswirkungen auf den Investitionsbedarf. So beträgt die Gesamtzeit des Spitzenbedarfs in einem Stromnetz für gewöhnlich weniger als ein paar Hundert Stunden im Jahr. Durch aktives Bedarfs-

Durch aktives Bedarfsmanagement, Demand Response und VVO kann der Spitzenbedarf im Netz wirksam reduziert werden.

management im Verteilnetz, z. B. durch kontrollierte Lastbeeinflussung (Demand Response) und Volt/var-Optimierung (VVO), kann der Spitzenbedarf im gesamten Stromnetz gesenkt und somit die Notwendigkeit von Investitionen in teure Erzeugungsanlagen verringert werden.

Allerdings ist die Regelung von Spannung und Blindleistung aufgrund der Komplexität und der Dynamik von Verteilnetzen eine äußerst anspruchsvolle Aufgabe.

Ein effektives Management der Spannungen und Verluste in Verteilnetzabzweigen sorgt dafür, dass die Spannungen innerhalb der vorgeschriebenen Bandbreite bleiben.



Spannungsregelung

Die Spannungsregelung ist eine der wichtigsten Komponenten des Volt/var-Managements und beinhaltet die Regelung von Abzweigspannungen unter veränderlichen Lastbedingungen. In strahlenförmigen Verteilnetzen werden zur Regelung der Versorgungsspannungen vornehmlich Stationstransformatoren mit Laststufenschaltern und Netzspannungsregler eingesetzt. Eine Optimierung der Spannungen in den Abzweigen trägt zur Verbesserung der Versorgungsqualität bei, indem Über- oder Unterspannungen verhindert werden, und sorgt für ein flacheres Spannungsprofil entlang des Abzweigs.

Generell benötigen elektrische Systeme sowohl Wirkleistung (gemessen in Watt) als auch Blindleistung (gemessen in var). Wirkleistung, die aktive Komponente des Stroms, wird von einer Erzeugungsquelle bereitgestellt und liefert die Wirkenergie, die beim Kunden Wirkarbeit verrichtet. Blindleistung kann entweder von einer Erzeugungsquelle oder einer lokalen Blindleistungsquelle wie einer Kondensatorbank oder einem regelbaren Solarwechselrichter bereitgestellt werden. Die reaktive Komponente verrichtet keine Wirkarbeit, nimmt aber einen Teil der Bandbreite in den Versorgungsleitungen ein. Einrichtungen zur Blindleistungskompensation haben die Aufgabe, diese unproduktive Komponente in der Stromversorgung zu reduzieren bzw. zu beseitigen und Verluste zu senken. EVUs be-

vorzugen ein lokales Blindleistungsmanagement, da die Übertragung von Blindleistung durch das Stromnetz zu einem zusätzlichen Spannungsabfall und Leistungsverlusten führt. Da die Last an Netzabzweigen variiert, schalten EVUs bei hoher Belastung des Abzweigs lokale Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen (z. B. Kondensatoren) ein und bei geringer Belastung wieder aus, um die Blindleistungsanforderungen zu erfüllen. Die Kondensatorbänke können im Umspannwerk oder an den Abzweigen platziert sein. Ein optimierter Blindleistungsfluss verbessert den Leistungsfaktor und kann zu erheblichen Einsparungen im Hinblick auf den Energie- und Kapazitätsbedarf sowie die Nutzung der Infrastruktur beitragen.

Die Integration von Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement ermöglicht Strategien wie die sogenannte Conservation Voltage Reduction (CVR), bei der der Bedarf im Netz durch kontrollierte Spannungsabsenkung an kundenseitigen Lastpunkten reduziert wird. CVR trägt zur weiteren Reduzierung der Verluste bei und senkt den Gesamtenergieverbrauch, was wiederum die Anforderungen an die Erzeugungskapazität sowie den Schadstoffausstoß reduziert. Mithilfe der CVR kann der Bedarf um 2–4 % gesenkt werden, was besonders für EVUs wichtig ist, deren Kapazitäten beschränkt sind oder die Spitzenstrom teuer einkaufen müssen.



Die Vorteile der Verteilnetzkommunikation

Vor rund 30 Jahren wurden zentrale Funksteuerungssysteme in EVU-Netzen eingeführt. Diese haben sich seitdem zu Zwei-Wege-Kommunikationssystemen weiterentwickelt, die ein Volt/var-Management im geschlossenen Regelkreis ermöglichen. Außerdem stehen mittlerweile fortschrittliche Sensoren und kommunikationsfähige Controller für die Feldgeräte zur Verfügung, die Abzweigspannungen und Blindleistungsflüsse regeln. Diese Systeme messen kontinuierlich die Lasten und Spannungen an Abzweigen und schalten Kompensationseinrichtungen zu und ab, um den Leistungsfaktor im Abzweig zu verbessern, Spannungen zu regulieren und den Bedarf zu senken. Darüber hinaus ermöglichen sie eine automatische CVR.

Modellbasiertes Volt/var-Management

Es gibt eine ganze Reihe von Faktoren, die die Verwendung von Verteilnetzmodellen in der Netzbetriebsführung vorantreiben. Anfang der 1990er Jahre fanden Verteilnetzmodelle den Weg von der Planungs- in die Betriebsumgebung. Informationen zur Netzkonnektivität, zur Lage von Schutz- und Schaltgeräten und Wissen über Kundenstandorte ermöglichten präzisere Systeme zur Vorhersage von Ausfällen. Das Ergebnis waren kürzere Ausfallzeiten beim Kunden und ein effizienterer Einsatz von Vor-Ort-Personal.

Zu den wirtschaftlichen Antriebsfaktoren gehören die Senkung des Bedarfs, Energieeffizienz, eine effizientere Nutzung von Betriebsmitteln und eine bessere Einschätzung der Lage im Verteilnetz. Technische Treiber sind unter anderem eine höhere Rechenleistung zur Bewältigung großer Verteilnetzmodelle und die Tatsache, dass immer mehr EVUs in fortschrittliche geografische Informationssysteme (GIS) investieren. In Verbindung mit der Verfügbarkeit kostengünstiger Sensoren, intelligenter Geräte, fortschrittlicher Kommunikation und der entsprechenden Netzmodelle haben diese Faktoren die Entwicklung wirksamer Volt/var-Managementsysteme ermöglicht.

Volt/var-Regelungslösungen von ABB

ABB bietet drei Systeme für das Management und die Regelung von Spannungen und Blindleistungsflüssen in Verteilnetzen.

Volt/var-Managementsoftware (VVMS)

VVMS ist ein skalierbares System für die Spannungs- und Blindleistungsregelung im geschlossenen Regelkreis. Es misst kontinuierlich die Lasten und Spannungen in Abzweigen und schaltet bei Bedarf Kompensationseinrichtungen wie Kondensatoren, Netzspannungsregler und Laststufenschalter an Transformatoren. VVMS kann als eigenständige Volt/var-Regelungslösung betrieben oder funktionell in ein Fernwirk- und Datenerfassungssystem (SCADA) oder ein Verteilungsmanage-



Das modellbasierte Volt/var-Management hatte bedeutende Auswirkungen auf die Netzbetriebsführung.

Die VVO-Anwendung verwendet den aktuellen Betriebszustand des Netzes mit echtzeitnahen Aktualisierungen von SCADA- und Ausfallmanagementsystemen.



mentsystem (DMS) integriert werden. VVMS ist kompatibel mit vielen verschiedenen SCADA-, DMS-, Steuerungshardware- und Kommunikationssystemen. Dies bietet dem Kunden kurze Vorlaufzeiten, Investitionsschutz und die Freiheit, die am besten geeigneten Hardware- und Kommunikationsprodukte zu verwenden.

DMS 600 Volt/var Control System (VVCS)

VVCS bietet volle SCADA-Systemfunktionalität und eine VVO-Anwendung, die mithilfe von Systeminformationen aus der DMS-600-Datenbank und konfigurierten Schwellenwerten die optimale Konfiguration von Kondensatorbänken und Spannungsreglern bestimmt. Die VVCS-Anwendung benötigt kein vollständiges DMS-Modell – sie verwendet per SCADA gemeldete Messwerte und konfigurierte Sollwerte zur Bestimmung der optimalen Lösung. Diese wird dann durch automatisches oder manuelles Schalten der Kondensatorbänke und Stufenschalter an den Spannungsreglern aus der Ferne umgesetzt. Darüber hinaus bietet VVCS Tools für ein umfassendes Netztopologie-Management unter Verwendung standardmäßiger GIS-Modelle und stellt Zustandsdaten, Konnektivitätsanalysen und Darstellungen der Verteilnetztopologie bereit.

Die modellbasierte VVO-Anwendung in Network Manager DMS

Die VVO-Anwendung verwendet den aktuellen Betriebszustand des Netzes mit echtzeitnahen Aktualisierungen von

SCADA- und Ausfallmanagementsystemen. Dies ermöglicht Verteilnetzbetreibern eine präzise Spannungsregelung, wie sie zur Umsetzung von CVR-Strategien ohne Über- oder Unterschreitung der kundenseitigen Spannungsgrenzwerte erforderlich ist. Modellbasierte Systeme sind in der Lage, Veränderungen am Netz wie das Umschalten von Lasten und Kondensatorbänken zwischen Abzweigen oder sich verändernde Lastbedingungen zu berücksichtigen, sobald diese auftreten. Da die Topologie der Stromkreise und die Entfernungen der Abzweige die Spannungen und den Blindleistungsfluss im gesamten Abzweig beeinflussen, werden diese bei der Entwicklung der optimalen Lösungen berücksichtigt.

Die Einstellungen für jedes Gerät werden mathematisch mithilfe eines GIS-basierten Modells des Netzes optimiert. Dabei werden schaltbare Kondensatorbänke, Netzspannungsregler und die steuerbaren Stufenschalter von Transformatoren als Regelgrößen verwendet.

Die modellbasierte VVO unterstützt Verteilnetzbetreiber außerdem bei der Bewältigung neuer komplexer Herausforderungen wie die zunehmende Einbindung erneuerbarer Energieressourcen auf der Verteilnetzebene, Schaltkonzepte zur automatischen Fehlerlokalisierung und Wiederversorgung, umfangreiche Netzüberwachungs- und Asset-Management-Prozesse sowie der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge.

Unterstützende Hardware und Infrastruktur

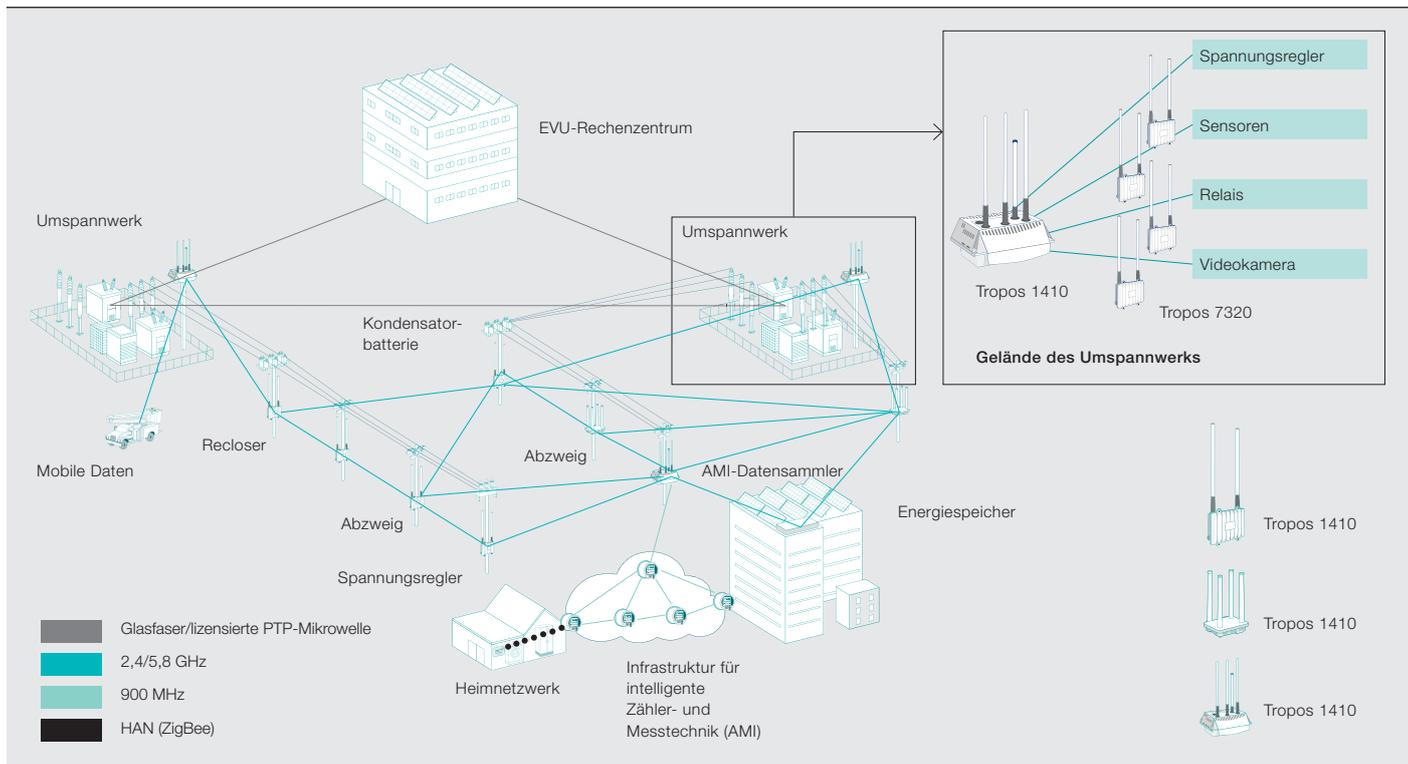
ABB verfügt über ein umfassendes Angebot an entsprechenden Hardware- und Infrastrukturlösungen für ein erfolgreiches Volt/var-Management.

Wenn es darum geht, ein Verteilnetz mit Kondensatoren auszustatten, um die Spannung zu stützen, Netzverluste zu senken, Netzkapazitäten freizusetzen und Leistungsfaktorstrafen zu vermeiden, stellen die Leistungskondensatorbänke von ABB eine wirtschaftliche Lösung dar → 1. Die Bänke sind installationsfertig werksseitig vorverdrahtet und montiert.

Der Vakuumschalter PS ist ein Vakuumschalter mit Feststoffdielektrikum, der für den Einsatz in Verteilnetzen mit bis zu 38 kV ungeerdet (bzw. 66 kV geerdet) geeignet ist → 2. Der Schalter wurde speziell für das Schalten von Kondensatoren unter rauesten klimatischen Bedingungen gemäß ANSI C37.66 konzipiert und getestet.

Der ABB CQ900, der intelligente Kondensator-Controller der nächsten Generation mit Zwei-Wege-Kommunikation, ist ebenfalls speziell für Kondensator- und fortschrittliche Volt/var-Managementanwendungen konzipiert → 3.

Die Strom- und Spannungssensoren der ABB DistribuSense™-Familie sorgen für mehr Intelligenz in Verteilnetzabzweigen und unterstützen eine schnelle Entscheidungsfindung für Volt/var-Regelungs- und



CVR-Anwendungen → 4. Der neueste Freiluft-Sensor von ABB, der DistribuSense WLS-110, kombiniert die Spannungsüberwachung des VLS-110 mit modernster, präziser Anlegewandler-Technik.

Drahtlose Kommunikationssysteme

ABB Tropos ermöglicht die Einrichtung eines drahtlosen IP-Breitbandnetzwerks auf der Basis anerkannter Industriestandards → 5. Das Programm umfasst Mesh-Router für den mobilen Einsatz sowie für Freiluft- und Innenraumanwendungen. Das patentierte Tropos Mesh-Betriebssystem wurde von Grund auf neu entwickelt, um die Herausforderungen missionskritischer Freiluft-Netzwerkanwendungen zu erfüllen. Es unterstützt Richtfunk für die Punkt-zu-Punkt- und Punkt-zu-Mehrpunkt-Kommunikation und verfügt über ein zentrales Management- und Steuerungssystem der Carrier-Klasse. Dank dieser Bausteine können mithilfe der Tropos-Systeme besonders stabile, skalierbare, leistungsstarke und sichere Netzwerke für EVUs, Kommunen, Bergbau- und Industrieanlagen eingerichtet werden.

Vorteile

Volt/var-Management bietet EVUs die Möglichkeit, von einem „blinden“ Betrieb zu einem umfassenden Abzweigmanagement mit mehreren Mess- und Regel-

punkten, durchgängiger Instrumentierung an den Abzweigen und einer automatisierten Optimierung im geschlossenen Regelkreisen zu wechseln. Die zunehmende Durchdringung mit unbeständigen erneuerbaren Energieressourcen sowie die steigende Diversität und Variabilität der Lasten schaffen dafür ideale Voraussetzungen.

Hinzu kommt, dass EVUs ihre Anlagen noch stärker ausreizen als jemals zuvor. Umso wichtiger ist da die Fähigkeit zur Optimierung innerhalb der zulässigen Betriebsparameter. OG&E, ein großer US-amerikanischer Stromversorger, ist führend in der Implementierung modellbasierter VVO-Strategien zur Bewältigung dieser Herausforderungen. Dank VVO ist OG&E in der Lage, die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit seiner Verteilnetze zu maximieren und gleichzeitig den Spitzenbedarf deutlich zu senken, Leistungsverluste zu minimieren und die Gesamtbetriebskosten zu reduzieren.

Ist ein vertikal integriertes EVU außerdem in der Lage, den Leistungsfaktor zu optimieren, muss es weniger Leistung erzeugen, um den Bedarf zu decken. Dies hat auch positive Auswirkungen auf die Umwelt, da weniger fossile Brennstoffe benötigt werden. Außerdem können durch

eine gute Leistungsfaktorregelung Strafzahlungen vermieden werden. Eine weitere Möglichkeit zur Kostenreduzierung bieten Strategien wie CVR, denn jedes Prozent, um das die Spannung abgesenkt wird, reduziert den Gesamtbedarf im Netz um 0,7 bis 1,0 %. Aus Verbrauchersicht bedeutet dies einen geringeren Energieverbrauch, aus Sicht des EVU reduziert sich die Menge an Energie, die erzeugt oder eingekauft werden muss. Der Nutzen in Form geringerer Betriebskosten ist offensichtlich. Wenn man aber bedenkt, dass diese Strategien auch dabei helfen können, Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten zu verschieben oder fehlende Kapazitäten auszugleichen, die durch die Außerbetriebnahme alter Erzeugungsanlagen entstehen, können die Vorteile enorm sein.

Gary Rackliffe
 ABB Power Products
 Raleigh, NC, USA
 gary.rackliffe@us.abb.com





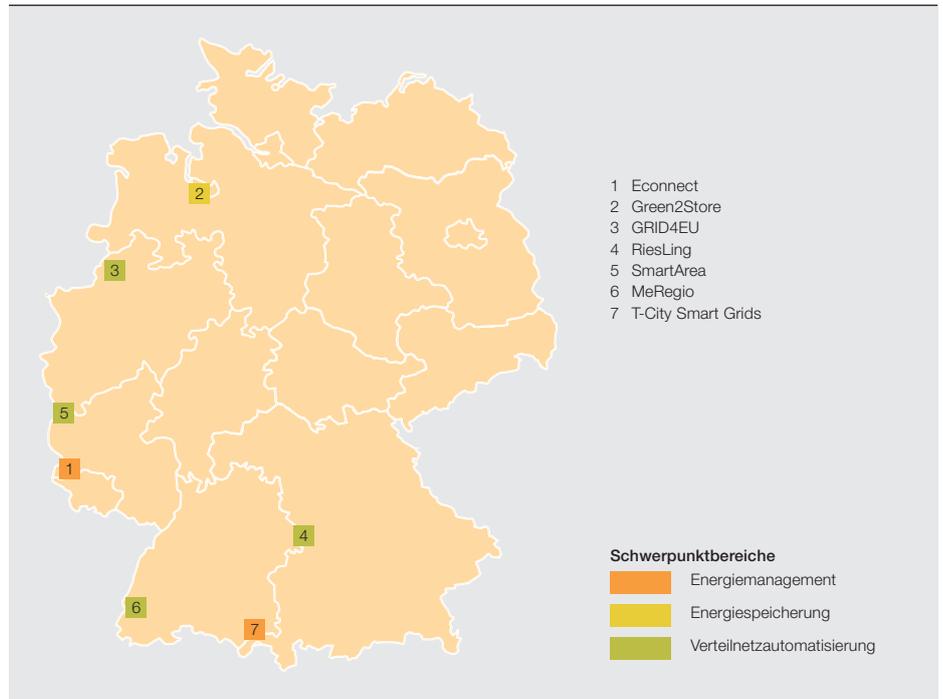
Intelligente Verteilung

Steigerung der Kapazität von Verteilnetzen zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen

BRITTA BUCHHOLZ, MARTIN MAXIMINI, ADAM SLUPINSKI, LEYLA ASGARIEH – Energieversorgungssysteme erfahren derzeit eine bedeutende Transformation, vorangetrieben durch einen wachsenden Anteil dezentraler Erzeugung. Angesichts Millionen kleiner Erzeugungsanlagen mit schwankendem Dargebot, die ihren Strom unterhalb der 132-kV-Ebene in das Netz einspeisen, sind neue Lösungen gefordert, um die Aufnahmekapazität der Verteilnetze zu erhöhen. Einige davon werden von ABB in Zusammenarbeit mit deutschen Netzbetreibern und Hochschulen entwickelt. Die erste Lösung basiert auf einem intelligenten Planungsansatz, der Netzbetreibern dabei hilft, ihre Verteilnetze über einen bestimmten Zeitraum hinweg auf wirtschaftliche Weise zu modernisieren. Der nächste Schritt besteht aus einer innovativen Verteilnetzautomatisierung für intelligente Ortsnetzstationen und die Spannungsregelung im Verteilnetz. Zu guter Letzt hilft ABB dem Betreiber mit der Asset-Management-Software NEPLAN® Maintenance dabei, schwierige technische Herausforderungen zu meistern und gleichzeitig die Kosten auf ein Minimum zu beschränken.

Titelbild

Solar-, Windkraft- und Biogasanlagen erzeugen in verschiedenen Regionen Deutschlands mehr Energie, als verbraucht wird. Das Bild zeigt die Gemeinde Freiamt im Schwarzwald. (Foto: Luca Siermann)



Die Aufnahmekapazität von Verteilnetzen für dezentrale Erzeugungsanlagen wird bestimmt durch nationale bzw. lokale Netzanschlussbedingungen und die aktuelle Praxis der Verteilnetzbetreiber. Es gibt jedoch einige Faktoren, wie thermische Auslegung, Spannungsregelung, Kurzschlussniveau, Versorgungsqualität, Lastflussumkehr, Inselbildung und Schutzkonzepte, die die Aufnahmekapazität begrenzen. Viele Länder verfolgen unterschiedliche Lösungen, um diese Beschränkung zu überwinden [1]. Dazu gehören:

- Veränderung der Netztopologie
- Verstärkung des Netzes und/oder Installation neuer Anlagen
- Kurzschlussstrom als Systemdienstleistung
- Spannungsregelung und Blindleistungskompensation
- Leistungsregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen
- Anpassung von Schutzkonzepten
- Zukünftige Optionen wie Weitbereichsregelung, Speicherung, Lastmanagement und aktive Elemente

In Deutschland wurde das Stromnetz mit hohen Reservekapazitäten ausgelegt, d. h. viele Netze können eine zusätzliche Erzeugung aufnehmen. Ein begrenzender Faktor für die meisten Netze ist jedoch das Spannungsniveau. Hinzu kommt, dass Schwankungen in der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung zu schnel-

len Spannungsänderungen führen. Unter diesen Umständen die Spannung innerhalb bestimmter Grenzen zu halten und Flicker zu verhindern, stellt eine erhebliche Herausforderung dar. Für die Stabilisierung der Spannung und Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen gibt es zwei Richt-

Nach dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2012 müssen sich alle dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von über 30 kW am Einspeisemanagement des Verteilnetzbetreibers beteiligen, der im Falle von Netzstabilitätsproblemen die Wirkleistung durch Fernsteuerung herunterregeln kann.

Im August 2014 trat das neue EEG in Kraft, das die Beteiligung der dezentralen Erzeugung am Markt verbessert und eine zuverlässige Vorhersage der Erzeugung fördert [4]. Neue europäische Netzregeln, die vom Verband Europäischer Übertragungs-

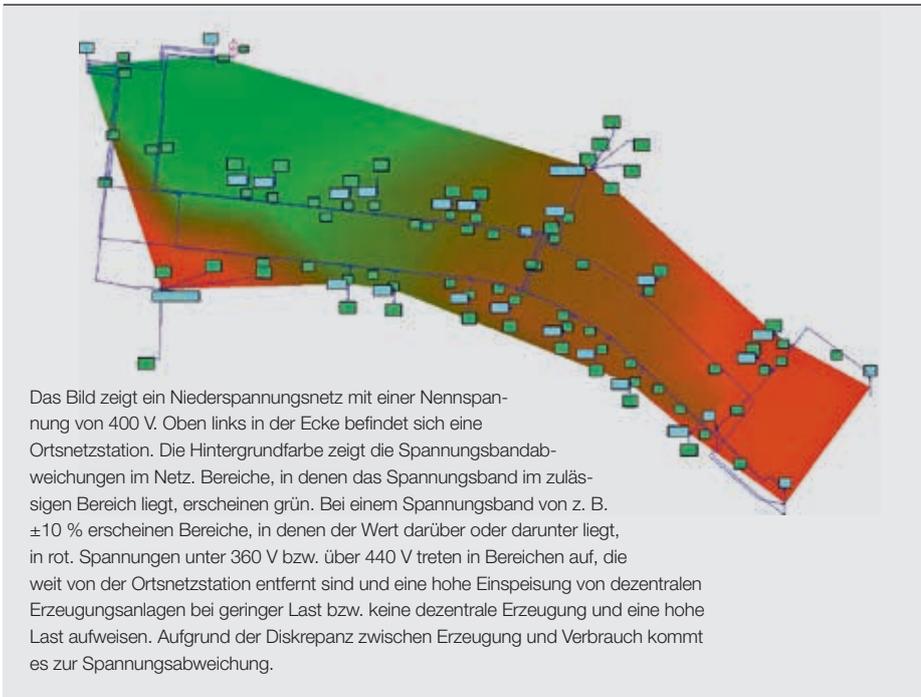
Die hohe Durchdringung dezentraler Erzeugung macht es zunehmend komplexer, die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Stromnetze sicherzustellen oder gar zu erhöhen.

linien, an denen sich die Netzbetreiber in Deutschland orientieren:

- Die technische Richtlinie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Mittelspannungsnetz. Die Richtlinie gilt für alle Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 100 kW oder höher [2].
- Für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung unter 100 kW ist die Erfüllung der VDE Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105) obligatorisch [3].

netzbetreiber (ENTSO-E) erarbeitet wurden, sind zurzeit auf dem Weg, europäisches Gesetz zu werden [5]. In ihrer „Studie Systemdienstleistungen 2030“ kommt die Deutsche Energie-Agentur (dena) zu dem Schluss, dass die starke Durchdringung mit dezentralen und erneuerbaren Ressourcen einen neuen systemischen Ansatz zur Entwicklung des gesamten Energiesystems über alle Spannungsebenen hinweg erfordert [6].

Pilotprojekte, die von ABB in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern und Hochschulen in Deutschland¹ durchgeführt wur-



den, haben zu innovativen Lösungen für den Betrieb und die Regelung von Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung geführt. Einige dieser Projekte sollen im Folgenden näher beschrieben werden → 1.

Höhere Komplexität erfordert Software-Tools

In der Vergangenheit ließen sich Lastflüsse und Spannungspegel in einem Verteilnetz recht einfach berechnen, da die Leistung von einer höheren Spannungsebene auf eine niedrigere verteilt wurde. Heute wird auf ein und derselben Spannungsebene Energie eingespeist und verteilt, was die Berechnungen komplexer macht. Wenn es darum geht, festzustellen, ob eine Erzeugungsanlage ohne Grenzwertverletzung an das Netz angeschlossen werden kann, spielen Softwarewerkzeuge auf allen Spannungsebenen eine zunehmend wichtige Rolle. Ein solches Tool, NEPLAN®, wird zurzeit so weiterentwickelt, dass Planer schnell auf Anschlussgesuche von Kunden reagieren können → 2. Dies soll dabei helfen, Investitionen in den Netzausbau durch

maximale Nutzung der vorhandenen Infrastruktur zu verschieben oder sogar ganz zu vermeiden. Da die Infrastruktur näher an ihre Grenzen kommt, spielen die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit eine umso bedeutendere Rolle. Gleichzeitig erwarten Regulierungsbehörden trotz Netzerweiterungen gleichbleibende Wartungskosten. Ein weiteres Tool, ABB Asset Health Center, hilft Netzbetreibern, das Risiko von Ausfällen in ihren kritischen Anlagen richtig einzuschätzen, Betriebsmittelausfälle zu vermeiden und gleichzeitig ihre Wartungskosten zu minimieren.

Erhöhung der Netzkapazität in Rheinland-Pfalz

Im Jahr 2011 demonstrierte die RWE Deutschland AG, wie ein aktiver elektronischer Spannungsregler vom Typ ABB PCS100 AVR die Spannungen im 20-kV-Netz und in 20-kV-/0,4-kV-Ortsnetzstationen stabilisieren kann. Durch Entkopplung von Schwankungen auf den Spannungsebenen 110 kV, 20 kV und 0,4 kV konnte die Aufnahmekapazität des Netzes für dezentrale Erzeugungsanlagen deutlich erhöht werden. Dies wiederum führte besonders auf der 20-kV-Ebene zu erheblichen Kosteneinsparungen für den Netzbetreiber. Zwischen 2010 und 2013 implementierte ABB erfolgreich insgesamt zehn PCS100 AVR in 20-kV-/0,4 kV-Ortsnetzstationen [7]. Mittlerweile hat sich das Grundprodukt AVR auf dem Markt etabliert und ist für seine sehr hohe

FIONA ist eine Fernüberwachungs- und -regelungseinheit für intelligente Ortsnetzstationen, die mit wenigen Messungen ausreichende Informationen über den 20-kV-/0,4-kV-Transformator liefert.

Spannungsqualität in industriellen und kommerziellen Anwendungen bekannt.

Die Projektteams kamen zu dem Schluss, dass die typischen Anforderungen eines Verteilnetzbetreibers hinsichtlich der Spannungsregelung in 110-kV-/20-kV- und 20-kV-/0,4-kV-Umspannstationen geringer sind als die von industriellen Anwendungen und mit der wirtschaftlicheren Lösung eines Laststufenschalters erfüllt werden können. Eine Studie der Energietechnischen Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE-ETG) empfiehlt die Spannungsregelung im Verteilnetz als wirtschaftliches intelligentes Betriebsmittel [8].

Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse entwickelte ABB einen regelbaren Ortsnetztransformator mit der Bezeichnung Smart-R Trafo², um den Anforderungen von Verteilnetzbetreibern Rechnung zu tragen → 3. Dieser basiert auf einem ökonomischen Laststufenschalter, der die Spannung in fünf Stufen umschaltet und eine angemessene Spannungsqualität für Verteilnetze bietet. Es wird erwartet, dass sich der Smart-R Trafo zu einem Standardbetriebsmittel für Verteilnetzbetreiber in Deutschland und anderen Märkten entwickelt.

Fußnoten

- 1 Zu den Partnern gehörten Netzbetreiber wie RWE Deutschland AG, Westnetz, E.ON Mitte, STAWAG, Stadtwerke Duisburg, Netze BW, EnBW ODR und Hochschulen wie die TU Dortmund und die Universität Stuttgart.
- 2 Vorgestellt im April 2014 auf der Hannover Messe

Das „Smart Planning“-Konzept von ABB wandelt im Wesentlichen vorhandene Niederspannungsnetze Schritt für Schritt in intelligente Netze um.



Überwachung und Regelung in Bayern

Die hohe Durchdringung dezentraler Erzeugung macht es zunehmend komplexer, die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Stromnetze sicherzustellen oder gar zu erhöhen. Dies wiederum wirkt sich auf die Ausfallzeiten aus. Bei der Optimierung der Betriebsmittel und Verstärkungen spielen Informationen über die gemessene Last – keine unrealistischen Annahmen der maximalen Last oder Berechnungen auf der Basis von Worst-Case-Szenarien – eine wichtige Rolle. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden und die Spannungsregelung in die Verteilnetzautomatisierung zu integrieren, hat ABB im Rahmen des Riesling-Projekts³ eine Reihe neuer Lösungen entwickelt [9].

Die erste Lösung mit dem Namen FIONA ist eine Fernüberwachungs- und -regelungseinheit für intelligente Ortsnetzstationen, die mit wenigen Messungen ausreichende Informationen über den 20-kV-/0,4-kV-Transformator liefert → 4. Außerdem gibt es den PCS100 AVR mit Weitbereichs-Spannungsregelung, der dafür sorgt, dass die an dezentralen Punkten gemessene Spannung innerhalb der zulässigen Bandbreite bleibt.

Neue Funktionen für einen vorausschauenden Netzbetrieb, die in das Netzleitsystem integriert wurden, ermöglichen die Vorhersage von Engpässen auf der 20-kV-Ebene. Diese Funktionen bieten die notwendige Flexibilität, um Topologien zu verändern oder es Kunden zu

ermöglichen, ihr zukünftiges Verbraucherverhalten anzupassen [10].

Smart Planning in Aachen und Duisburg

Obwohl die Spannungsregelung weithin als wirtschaftliche Lösung zur Modernisierung des Netzes anerkannt ist, ist ihre Umsetzung in der standardmäßigen Planung und im Betrieb nicht ganz so einfach. Für viele Verteilnetzbetreiber ist es schwierig zu bestimmen, wann ihr Netz seine Betriebsgrenze erreicht, da sie den Zeitpunkt, den Umfang und die Art der an das Netz gestellten Anforderungen nicht kennen. Nach Einführung des EEG in Deutschland wurden viele Netzbetreiber von einer großen Zahl kurzfristiger Anschlussgesuche für private Erzeugungsanlagen überrollt.

Um diese Hürde zu überwinden und schnelle Entscheidungen zu ermöglichen, hat ABB das Beratungskonzept „Smart Planning“ entwickelt. Dieses hilft Netzbetreibern dabei, vorhandene Niederspannungsnetze entsprechend den aktuellen Anforderungen schrittweise in intelligente Netze umzuwandeln [11]. Dazu werden die Netze zunächst anhand einiger Strukturmerkmale wie der Anzahl der Wohneinheiten und Hausanschlüsse, dem Ortsnetzbereich und der Durchdringung des Netzes mit Photovoltaikanlagen klassifiziert.

Bleibt die Durchdringung des Netzes unter einem kritischen Wert, kann dem Anschlussgesuch ohne weitere Netzberechnung stattgegeben werden. Erweist sich ein Netz in dieser Klassifizierungsphase

Fußnote

3 In Zusammenarbeit mit Netze BW, EnBW ODR AG und T-Systems



als potenziell kritisch (d. h. am Ende seiner Aufnahmekapazität), wird in der sogenannten Beobachtungsphase die in der Ortsnetzstation maximal auftretende Spannung gemessen. Durch den Vergleich mit einem „Fingerabdruck“ des Netzes, der durch Messungen oder eine Netzberechnung bestimmt wird, wird die Spannung im Ortsnetz geschätzt. Vergleiche mit verschiedenen realen Netzen haben gezeigt, dass die auf der Basis des Fingerabdrucks geschätzten Spannungen am kritischen Punkt im Abzweig und die tatsächlich gemessenen Werte in den verschiedenen Verteilnetzen nur höchstens ± 2 V (d. h. weniger als 1 %) voneinander abweichen. Gelangt ein Netz in dieser Phase an die maximal zulässige Spannungsgrenze, wird im nächsten Schritt die betreffende Ortsnetzstation z. B. mit einem Spannungsregler oder einem regelbaren Ortsnetztransformator ausgerüstet.

Modernisierung im Kontext der Anreizregulierung

Die Liberalisierung der Energiemärkte und die Einführung einer Anreizregulierung für Netze setzen die Netzbetreiber zunehmend unter Druck, ihre Kosten zu senken und gleichzeitig ein hohes Maß an Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten. Dies bedeutet eine Verlagerung des Schwerpunkts von rein technischen Gesichtspunkten zu technischen und wirtschaftlichen. Um beides unter einen Hut zu bekommen, ist ein Instandhaltungsplan, der die ungenutzten Betriebsmittel ebenso berücksichtigt wie den Netzbetrieb, von entscheidender Bedeutung.

Das ABB Asset-Management-Tool NEPLAN Maintenance ist eine bewährte Software zur Erstellung von Instandhaltungsplänen (z. B. zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung) sowie langfristiger Asset-Simulationen. Mithilfe eines Budgetevaluierungstools können die Kosten für verschiedene Instandhaltungsstrategien berechnet werden.

Zusammenfassung

Verteilnetze spielen eine wichtige Rolle bei der fortlaufenden Transformation der Energieversorgungssysteme. Die von ABB in Zusammenarbeit mit deutschen Netzbetreibern und Hochschulen entwickelten Lösungen unterstützen Netzbetreiber bei der technischen und wirtschaftlichen Optimierung ihrer bereits vorhandenen Anlagen. In naher Zukunft werden weitere automatisierte (vordefinierte) Funktionen in der Lage sein, Primärtechnik zur Optimierung des Netzbetriebs zu steuern.

Britta Buchholz

Martin Maximini

Adam Slupinski

Leyla Asgarieh

ABB Power Systems Consulting

Mannheim, Deutschland

britta.buchholz@de.abb.com

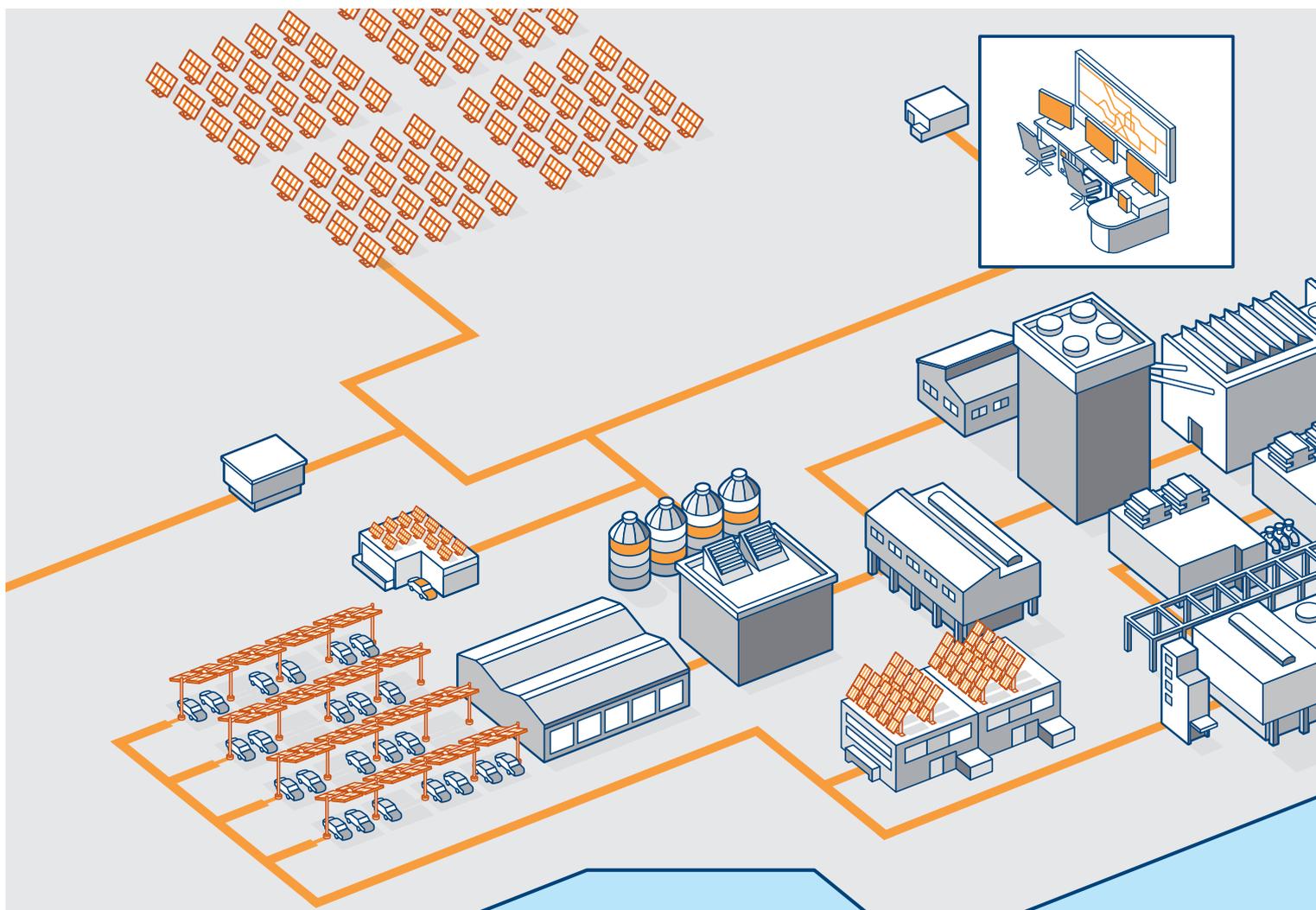
martin.maximini@de.abb.com

adam.slupinski@de.abb.com

leyla.asgarieh@de.abb.com

Literaturhinweise

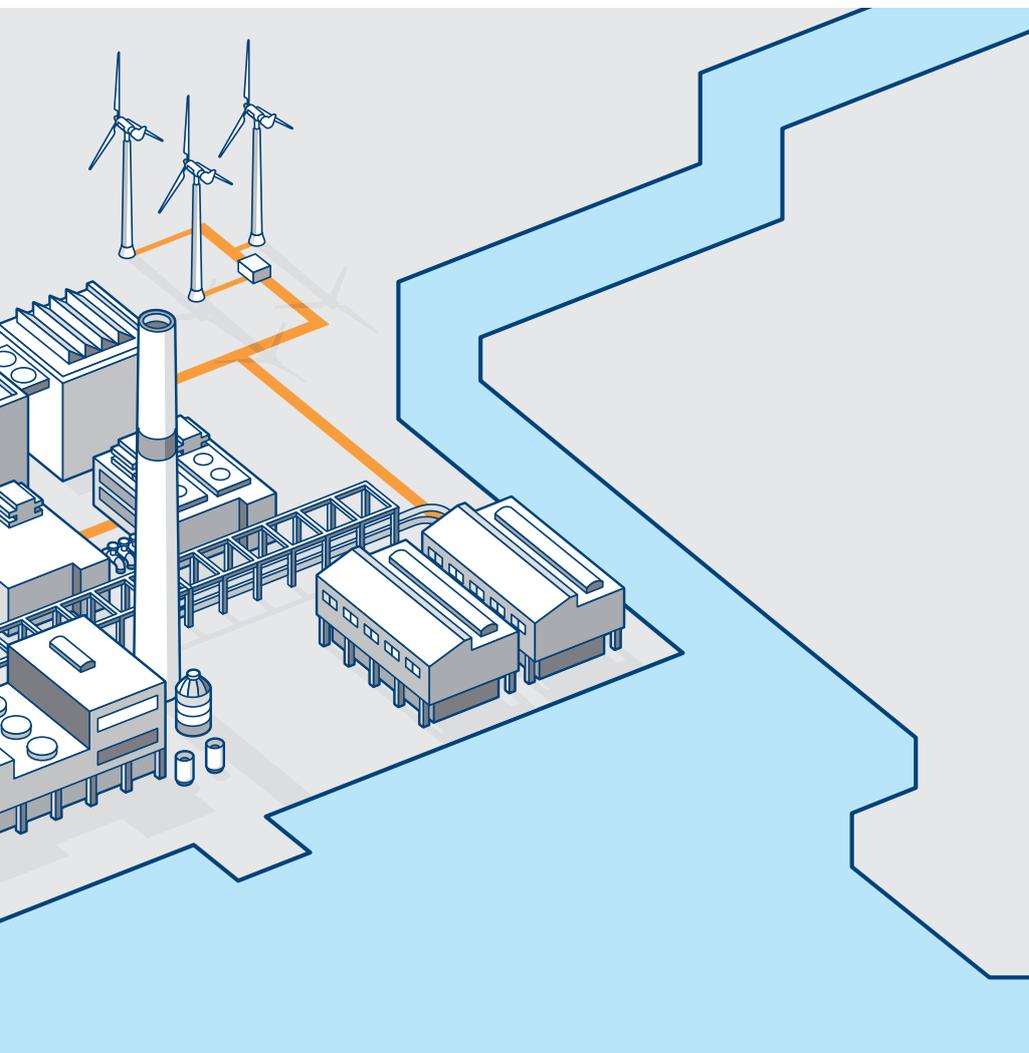
- [1] S. Papatthanassiou et. al.: „Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER“. CIGRE Technical Brochure 586. Paris, Juni 2014. ISBN: 978-2-85873-282-1
- [2] BDEW (Juni 2008): „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Energieerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf)
- [3] VDE (2011): „VDE Anwendungsregel 4105 (VDE-AR-N 4105)“. Verfügbar unter: <http://www.vde.com>
- [4] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf
- [5] ENTSO-E: „Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)“. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx>
- [6] dena (11. Februar 2014): „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“. Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf
- [7] C. Willim et al.: „Zukünftige Spannungsregelung im Netz der E.ON Mitte AG“. Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2011. Würzburg, Deutschland
- [8] VDE-ETG (Januar 2013): „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende“. Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffenlich/Seiten/VDE-StudieAEN.aspx>
- [9] S. Kaempfer et al.: „The RiesLing (Germany) and InovGrid (Portugal) projects – Pilot projects for innovative hardware and software solutions for Smart Grid requirements.“ Proceedings of CIGRE Session. Paris, 2014. S. 25–28
- [10] C. Franke et al.: „Intelligentes Netz – Wegweisendes Kollaborationsprojekt zur Stärkung von Smart Grids“. *ABB Review* 3/2013. S. 44–46
- [11] A. Slupinski et al.: „Neue Werkzeuge zur Abschätzung der maximalen Spannung im Niederspannungsnetz“. Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2013. Berlin, 5.–6. November 2013. VDE Verlag. ISBN 978-3-8007-3550-1



Aktive Liegenschaften

Die ABB Active-Site-Technologie optimiert die Konnektivität zwischen Mikronetzen und dem Makronetz

PHILIP JUNEAU, DIRK JOHN – Die rasche Verbreitung dezentraler Erzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaikanlagen) führt zu einer grundlegenden Veränderung der elektrischen Energieverteilung. Viele Liegenschaften – angefangen von Hochschulen bis hin zu Industrie- oder Militärkomplexen – verfügen mittlerweile über eigene Erzeugungs- und Speicherkapazitäten und entwickeln sich zu lokalen Netzen, die einer Miniversion des öffentlichen Stromnetzes ähneln. Diese Liegenschaften decken ihren Energiebedarf (zum Teil) selbst und nutzen ihre Anbindung an das öffentliche Netz, um die restliche Energie zu beziehen (oder um überschüssige Energie abzugeben). Hier kommt die Active-Site-Technologie von ABB ins Spiel. Sie sorgt für eine optimale Konnektivität zwischen dem Mikronetz und dem Makronetz mit bestmöglicher Energienutzung und Reduzierung der Kosten. Gleichzeitig ermöglicht sie die Teilnahme des Mikronetzes am sogenannten Smart Grid.



Mikronetze stellen im Grunde kleinere Versionen des traditionellen Stromnetzes dar.

Die dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eröffnet industriellen Liegenschaften völlig neue Möglichkeiten zur lokalen Steuerung ihrer elektrischen Anlagen. Zu den Vorteilen gehören Energieeffizienz, die Sicherung der Netzstabilität und -qualität sowie eine nutzbringende Kopplung an das externe Stromnetz. Dieses mehr oder weniger unabhängige Energiemodell wird allgemein als „Mikronetz“ bezeichnet. Während es in der Industrie und der Wissenschaft mehrere Definitionen für diesen Begriff gibt, ist ein Mikronetz für ABB ein aus dezentralen Energieressourcen und mehreren elektrischen Verbrauchern bestehendes, integriertes Energiesystem,

das als autonomes Netz parallel zum bestehenden öffentlichen Stromversorgungsnetz oder unabhängig davon als „Inselnetz“ betrieben wird.

Viele Liegenschaften von Hochschulen bis zu Industrie- oder Militärkomplexen verfügen mittlerweile über eigene Erzeugungs- und Speicherkapazitäten.

Steuerungs- und Automatisierungssysteme betrieben werden¹.

Mikronetze stellen im Grunde kleinere Versionen des traditionellen Stromnetzes dar. Man unterscheidet verschiedene Arten von Mikronetzen:

- Isolierte autonome Mikronetze, wie sie z. B. auf Inseln ohne Anbindung an ein Hauptnetz zu finden sind
- Schwach angebundene Mikronetze, wie sie an den Sticheleitungen größerer traditioneller Stromnetze oder in Anlagen zu finden sind, die bei Bedarf „vom Netz“ gehen können
- Halbautonome Mikronetze an entlegenen Standorten auf dem Festland wie entlegene Kommunen, Forschungsstationen, Militärbasen und industrielle Liegenschaften

Die typische Nennleistung von Mikronetzen liegt zwischen 100 kW und 50 MW.

Titelbild

Ein bedeutendes Ziel ist die Optimierung von Energieerzeugung, -umwandlung, -speicherung und -verbrauch für mehrere Gebäude/Objekte.

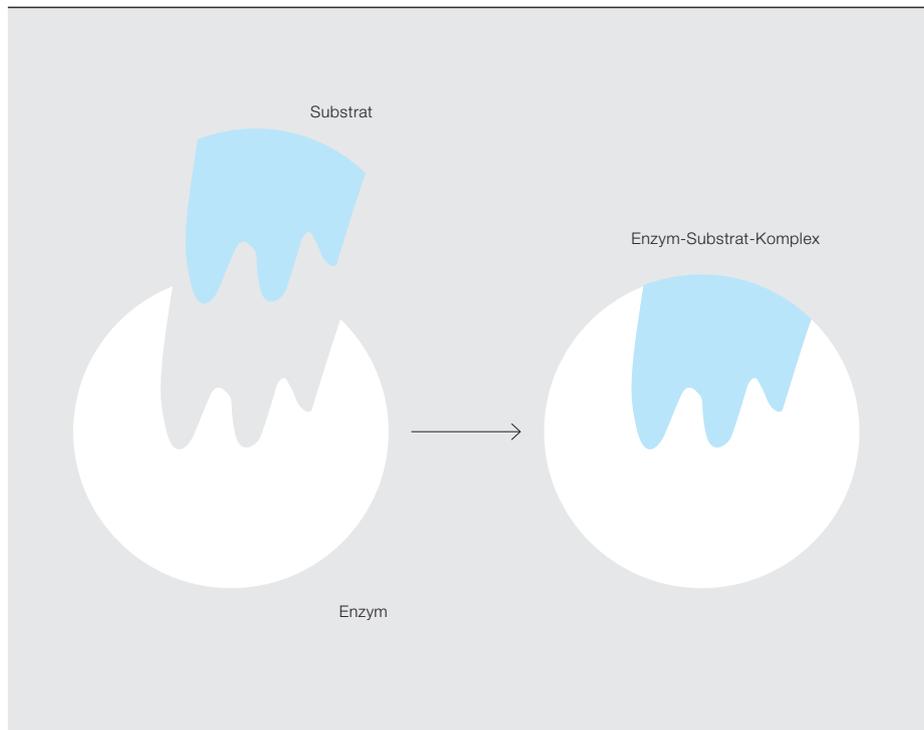
Fußnote

¹ Siehe auch den Artikel über Mikronetze auf den Seiten 54–60 dieses Hefts.

Ein typisches Mikronetz umfasst Erzeugungsanlagen, ein Verteilungssystem, Verbraucher und Energiespeicher, die mithilfe innovativer Überwachungs-

Eine Active Site bietet Eigentümern bzw. Betreibern von Liegenschaften die Möglichkeit, von einer „passiven“ Rolle in eine „aktive“ Rolle zu wechseln.

1 Eine Active Site ist die „maßgeschneiderte“ Verbindung zwischen Enzym und Substrat.



Active Site

Die von ABB verwendete Bezeichnung „Active Site“ hat ihren Ursprung in der Biologie. Dort wird der kleine Bereich eines Enzyms, an den sich Substratmoleküle anlagern und eine chemische Reaktion hervorrufen, als „Active Site“ bezeichnet. Die Reaktion kann nur stattfinden, wenn sich das Substrat mit einer einzigartigen, passend geformten Active Site verbindet → 1.

Im Zusammenhang mit der Konnektivität von Mikronetz-Liegenschaften verwendet ABB den Begriff Active Site zur Beschreibung des „Technologiesubstrats“, das eine Liegenschaft (d. h. das Subst-

Die ABB Active-Site-Technologie richtet sich an Mikronetze wie sie z. B. an Industriestandorten, auf Hochschulgeländen und in Militärkomplexen zu finden sind. Diese Mikronetze sind mit dem Makronetz verbunden, können aber unabhängig davon betrieben werden. Mikronetze zur Energieverteilung, die zum vermaschten Netz des Energieversorgers (EVU) gehören, können ggf. anders behandelt werden und sind in diesem Artikel nicht berücksichtigt. Die Anwendbarkeit der Technologie verdient jedoch eine genauere Untersuchung.

Eine Active Site bietet Eigentümern bzw. Betreibern von Liegenschaften die Mög-

Die Realisierung einer Active Site ist ein Prozess, der einen schrittweisen Ansatz erfordert.

rat) an das Makronetz (d. h. das Enzym) anbindet und dadurch den Betrieb der Liegenschaft als halbautonomes Mikronetz ermöglicht. Eine Active Site optimiert also den Einsatz von (regenerativen) Erzeugungsanlagen und Energiespeichern, die standortweite Überwachung und Steuerung sowie die Kommunikation mit dem Stromnetz.

lichkeit, durch effiziente Nutzung modernster Technik von einer „passiven“ Rolle in eine „aktive“ Rolle zu wechseln. Das Ergebnis ist eine Be-

ziehung zum Smart Grid mit Vorteilen für beide Seiten, insbesondere:

- Steigerung der Gesamtenergieeffizienz der Liegenschaft und Reduzierung der Netzleitungsverluste durch sinnvolle Dimensionierung und Platzierung der Erzeugung in die Nähe des Bedarfs
- Bereitstellung lokaler Erzeugungs- und Speicherkapazität für einen naht-

2 Prozess-Framework von ABB zur Implementierung von Active Sites



losen autonomen Betrieb mit geregelter Spannung und Frequenz sowie priorisierter Versorgung kritischer Verbraucher

- Sicherung der Netzstabilität durch Regelungsverfahren auf Basis von Frequenz- und Spannungsmessungen am Anschluss jedes Geräts (d. h. Reduzierung von Engpässen)
- Zusammenfassung vieler kleiner Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher zur flexibleren Steuerung von Erzeugung und Verbrauch
- Förderung von Energieautarkie und Verantwortlichkeit zur Schaffung eines nachhaltigen Nutzens für lokale Gemeinden (d. h. reduzierter CO₂-Fußabdruck, grüner Strom usw.)
- Identifizierung vorhersagbarer und niedrigerer Energiekosten zur Implementierung einer ökonomischen Entscheidungsfindung in den Betriebsablauf
- Reduzierung der notwendigen Investitionen für neue zentrale Kraftwerke und Verbesserung der Gesamteffizienz des Netzes (d. h. vermiedene/gesparte Energie bzw. „Negawatt“)
- Förderung innovativer Lösungen für neue Geschäftsmodelle auf einem dynamischen Strommarkt

Rollout einer Active Site

Eine Active Site lässt sich nicht über Nacht realisieren. Vielmehr ist es ein Prozess, der einen schrittweisen Ansatz

erfordert. ABB verwendet ein Prozess-Framework → 2. für die systematische Zusammenarbeit mit Kunden und Channel-Partnern.

Der erste und wichtigste Schritt besteht in der Messung aller Energiemedien wie Strom, Erdgas, Dampf, Wasser, Kraftstoff usw. für einen bestimmten Zeitraum auf der Makroebene (Hauptzähler) und Mikroebene (System/Asset). Dies liefert das Energieprofil des Gebäudes und hilft dabei, die betrieblichen Aspekte des Gebäudes und die Gesamtenergieanforderungen der Liegenschaft zu verstehen.

Sobald diese Daten erfasst und analysiert sind, können Verbesserungsmaßnahmen auf der Grundlage des Energieplans für das Gebäude bzw. die Liegenschaft evaluiert, gewählt, konzipiert und implementiert werden, um den erwarteten wirtschaftlichen Nutzen zu realisieren. Diese Maßnahmen können Gebäudeautomatisierung (HLK², Beleuchtung usw.), Industrieautomatisierung, dezentrale Energieressourcen (DER) wie Sonne, Wind und Kraft-Wärme-Kopplung sowie Energiespeicher und Elektrofahrzeuge umfassen. Typischerweise erfordert der Prozess einige Iterationen auf der Grund-

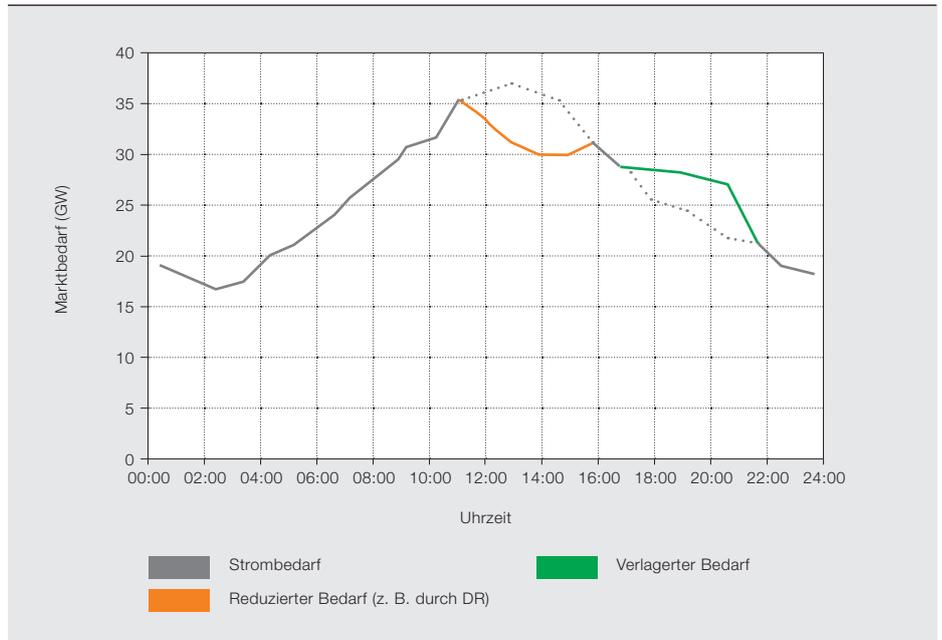
In der Überwachungs- und Steuerungsphase werden die Ergebnisse mit den Zielen verglichen und weitere Verbesserungen und/oder betriebliche Probleme identifiziert.

Fußnote

2 HLK = Heizung, Lüftung, Klima

Die Einzelheiten der Kopplung und Kommunikation zwischen der Liegenschaft und dem EVU müssen vereinbart werden.

3 Durch Verlagerung des netzseitigen Bedarfs und Nutzung von Energiespeichern können Bedarfsspitzen reduziert werden.



lage des Budgets und des zeitlichen Ablaufs des Energieplans.

Nach der Implementierung der Verbesserungsmaßnahmen beginnt die Überwachungs- und Steuerungsphase. In dieser werden nicht nur die Ergebnisse mit den Zielen verglichen, sondern auch weitere Verbesserungen und/oder betriebliche Probleme identifiziert. Für eine ganzheitliche Sicht kann zudem eine Integration der verschiedenen Gebäude- und Prozessleitsysteme sowie der entsprechenden Informationssysteme (z.B. Instandhaltungsmanagement) erforderlich sein.

Sobald sämtliche Gebäude optimiert und an die Erzeugungs- und Speicherkapazität der Liegenschaft angepasst sind, werden alle Systeme in ein Active-Site-Energiemanagementsystem integriert, um eine bessere Überwachung und Steuerung der Liegenschaft zu ermöglichen. Alle betrieblichen Parameter der Liegenschaft (d.h. System-/Lastpriorisierung und Anforderungen) können zusammen mit den (elektrischen und thermischen) Energiespeicher- und Erzeugungsparametern überwacht und gesteuert werden. Dies ermöglicht den Ausgleich von Schwankungen in Angebot und Nachfrage über die gesamte Liegenschaft hinweg, ganz gleich, ob es sich um geplante, angeforderte oder unerwartete Schwankungen handelt. Ist der Energiebedarf z. B. zu hoch, kann

das System nichtkritische Verbraucher in der Beleuchtung, HLK-Systemen und Nebeneinrichtungen (z. B. Pumpen und Lüfter) abschalten und die kostengünstigsten lokalen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten nutzen.

Nachdem die Liegenschaft zu einer Active Site entwickelt wurde, kann eine intelligente Anbindung an das Stromnetz erfolgen, durch die die Liegenschaft zu einem aktiven Bestandteil des Makronetzes wird. Die Einzelheiten der Kopplung und Kommunikation zwischen der Liegenschaft und dem EVU für alle Betriebsarten (d.h. Übergang in den Inselbetrieb, Wiederanschluss an das EVU-Netz, Wiederaufladen der Energiespeicher und Reduktion der standorteigenen Erzeugung bis zum Wiederanschluss an das Netz) müssen mit dem EVU vereinbart werden. Dies ist eine Frage der Regulierung, Standardisierung und vertraglichen Vereinbarung. Insgesamt besteht der Nutzen für den Liegenschaftseigner in den vorhersagbaren und optimierten Energiekosten. Der Nutzen für das EVU liegt in der Skalierbarkeit für die betreffende Region, denn eine Active Site kann in ein virtuelles Kraftwerkskonzept eingebunden werden, was sowohl zur Stabilisierung des Netzes beiträgt als auch den Bedarf an zentraler Erzeugung reduziert (d. h. Negawatt).

4 Mikronetze ähneln kleineren Versionen des traditionellen Stromnetzes mit eigener Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Verbrauchern.



In Deutschland gibt eine erhebliche Zahl von Liegenschaften mit einem für eine Active Site sinnvollen Energieverbrauch.

Insgesamt trägt eine Active Site zum Management des Makronetzes bei, da sie als vorhersagbarer und dynamischer Teilnehmer des Netzes agiert. Da die Kapazitäten der Liegenschaft durch Analyse, Simulation und Planung vorhergesagt werden können, übernimmt sie eine aktive Rolle bei der Unterstützung der sich stets verändernden Bedürfnisse des Makronetzes.

Eine weitere für das Makronetz nützliche Eigenschaft einer Active Site ist, dass sie den Gesamtbedarf der Liegenschaft durch Reduzierung bzw. zeitliche Verlagerung des Bedarfs und den Einsatz von Energiespeichern steuern kann. Ein Beispiel hierfür ist in → 3. dargestellt. Erreicht der Spitzenwert der Gesamtlast 35 GW, wird der Bedarf gesenkt (bzw. auf einen späteren Zeitraum verschoben) und somit die Spitzenenergie (und die damit verbundenen Kosten) reduziert.

Ist der Zeitpunkt günstig, können die Verbraucher, deren Betrieb verschoben wurde, eingeschaltet werden (bzw. Energie gespeichert werden, um sie zu Spitzenlastzeiten zu nutzen).

Für welche Art von Anwendungen würde eine Active Site nun die größten Vorteile bieten? Einfach gesagt sind es Liegenschaften, deren Eigentümer großen Wert legen auf:

- Zugang zu zuverlässigem, sicherem Strom (Energiesicherheit)

- Kontrolle über das eigene Energieangebot und den Bedarf (Energieunabhängigkeit)
- Kosteneinsparungen, sowohl bei den Energie- als auch den Betriebskosten (Energieeffizienz)
- Kostenvorteile durch aktive Teilnahme am Energiemarkt

Aus Marktsicht gibt es industrielle Liegenschaften mit einem erheblichen Energiebedarf (z. B. Chemieanlagen), bei denen entsprechende Systeme bereits genutzt werden oder in ein Leitsystem integriert sind. Doch Industrien wie Nahrungsmittel und Getränke, Papier und Druck, Elektro-/Elektronikersteller, Fahrzeugbau usw., deren Liegenschaften verschiedenste Funktionsgebäude (Prozess, Büro, Lager, Logistik usw.) umfassen, sind ideale Kandidaten.

In Deutschland gibt es z. B. eine erhebliche Zahl von Liegenschaften mit einem für eine Active Site sinnvollen Energieverbrauch von 2 bis 20 GWh im Jahr und einem Stromanteil am Energieverbrauch von über 50 %. Schätzungen zufolge gibt es etwa 24.000 Liegenschaften, die in diese Kategorie fallen → 4.

Angesichts der hier beschriebenen Technologie, den Marktanforderungen und den Vorteilen steht den Eigentümern solcher Liegenschaften nichts im Wege, entweder eigenständig oder in Zusammenarbeit mit ihren EVUs einen Active-

Site-Prozess zu beginnen. ABB ist bereit und in der Lage, diesen Prozess zu begleiten, und nimmt gern entsprechende Anfragen und Rückmeldungen entgegen.

Philip Juneau

ABB Low Voltage Products, Building Automation
Zürich, Schweiz
philip.juneau@ch.abb.com

Dirk John

ABB Corporate Research, Building Automation
Ladenburg, Deutschland
dirk.john@de.abb.com



Kein Netz ist eine Insel

Kommunikationstechnologien für intelligentere Netze

MATHIAS KRANICH – Smart Grids sammeln Informationen und ziehen Rückschlüsse daraus. Doch um angemessen auf Veränderungen in der Erzeugungs- und Übertragungsumgebung reagieren zu können, benötigen die dahinter stehenden Systeme und Menschen einen umfassenden Einblick in den Netzzustand. Das Zusammenstellen der Informationen erfordert eine robuste Kommunikation, denn wenn man nicht weiß, was läuft, werden Entscheidungen schwierig. Mit über

einem halben Jahrhundert Erfahrung in der Integration von Kommunikationssystemen ist ABB in der Lage, die technischen Herausforderungen bei der Realisierung von Smart Grids zu bewältigen. Die physische Vernetzung erfordert eine Vielzahl unterschiedlicher Lösungen wie die faseroptischen Multiplexer der ABB Fox-Familie, Ethernet-Switche vom Typ AFS, Systeme zur Kommunikation über Stromleitungen (ETL) und 802.11-konforme Tropos Wireless-Mesh-Netzwerke.



Die missionskritische Kommunikation ist eher von der Dienstgüte (z. B. der Latenzzeit) abhängig als von der Bandbreite.

Die geografische Ausdehnung der Übertragungs- und Verteilnetze stellt eine einzigartige Herausforderung für die Gewährleistung einer zuverlässigen Kommunikation dar. Doch es ist nicht nur die Größe der Netze allein. Auch die Topologie kann die Realisierung redundanter Verbindungen erschweren. Dabei ist bei einer solch kritischen Infrastruktur eine ausfallsichere Konnektivität von entscheidender Bedeutung → 1.

Titelbild

Langfristige Investitionen sind notwendig, um Versorgungsnetze mit der notwendigen Intelligenz auszustatten. Mit ihrer umfangreichen Erfahrung kann ABB die technischen Probleme bei der Realisierung von Smart Grids mithilfe von Produkten lösen, die dafür sorgen, dass betriebliche Informationen im gesamten Netz zur Verfügung stehen.

Der Ausdruck „kritische Kommunikation“ weckt sofort Vorstellungen von Ingenieuren, die an Bedienpulten in Leitwarten darum kämpfen, den Strom umzulenken, um eine drohende Katastrophe abzuwenden. Tatsächlich verläuft der Großteil der Kommunikation, auch wenn sie kritisch ist, eher ruhig. Die Mitteilungen, auf die es wirklich ankommt und von denen die Sicherheit des Netzes abhängt, werden für gewöhnlich in Bruchteilen von Sekunden gesendet, empfangen und behandelt. Eine solche Kommunikation ist eher von der Dienstgüte (z. B. der Latenzzeit) abhängig als von der Bandbreite. Die missionskritischen Nachrichten selbst

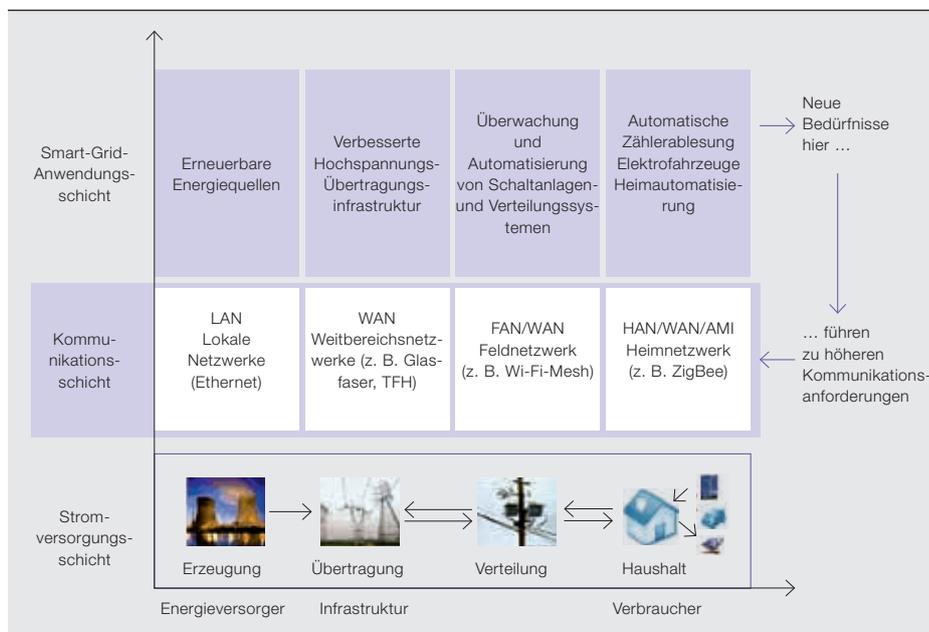
sind klein, müssen aber innerhalb eines vorhersehbaren Zeitfensters übermittelt werden. Heutzutage verfügen viele Netze höherer Spannungsebenen bereits über Lichtwellenleiter-Verbindungen in redundanten Schleifen, und Multiplexer der ABB FOX-Familie können mithilfe ihrer Backup-Verbindungen für die Kommuni-

Eine intelligente Unterstation kann in der Sekunde mehrere Dutzend Megabyte an Daten generieren, was sorgfältige Überlegung erfordert.

kation über Stromleitungen (Powerline Communication, PLC) dafür sorgen, dass diese Nachrichten rechtzeitig ankom-

Da ein Ausfall des Kommunikationsnetzes schwerwiegende Folgen haben kann, ist der Schutz des Kommunikationsnetzes ebenso wichtig wie der Schutz der bereitgestellten Dienste.

1 Mit Smart Grids entwickeln sich auch die Kommunikationsanforderungen.



men → 2. In entlegeneren Regionen der Welt ist die reine PLC-Vernetzung stark verbreitet. An vielen Orten ist es wirtschaftlich sinnvoller, PLC – oder in besonderen Fällen auch Mikrowellentechnik – einzusetzen, anstatt einen Abzweig einer Ringleitung mit einem Lichtwellenleiter zu versehen. Um sicherzustellen, dass solch entlegene Stationen nicht vom Smart Grid angeschnitten werden, bieten die PLC-Systeme der ABB ETL-Familie Datenraten von bis zu 320 kbit/s, während Mikrowellenlösungen Sichtverbindungen benötigen, um höhere Kapazitäten von bis zu 622 Mbit/s zu erzielen → 3.

Doch wenn solche Kapazitäten für Notfallnachrichten nicht benötigt werden, was nimmt dann die ganze Kabelkapazität in Anspruch? Ebenso wichtig für die langfristige Betriebsfähigkeit des Stromnetzes sind die Routinenachrichten über den Betriebszustand von Transformatoren, die Temperatur von Leistungsschaltern, die Viskosität von Kühllöl und viele weitere Umweltfaktoren, die das Netz beeinflussen. Diese Daten müssen mithilfe von Software zusammengestellt und analysiert werden, die sich entwickelnde Trends erkennen und zusammenhängende Ereignisse hervorheben kann, um die Auswirkungen neuer Maschinen oder einer übermäßigen Belastung aufzuzeigen. Mithilfe dieser Analysen können Netzleitstellen drohende Probleme erkennen, Abhilfemaßnahmen planen, bevor Probleme entstehen, und allgemein den Zustand des Netzes im Auge behalten.

Eine intelligente Unterstation kann in der Sekunde mehrere Dutzend Megabyte an Daten generieren, deren Behandlung sorgfältige Überlegung erfordert. Natürlich muss das Weitbereichsnetzwerk nicht sämtliche Daten übertragen. Daten, die per Hochleistungs-Ethernet (das zur Gewährleistung der Konformität mit der IEC 61850 durch ABB-Switche vom Typ AFS gesteuert wird) über stationsinterne Lichtwellenleiter erfasst werden, werden an die intelligenten elektronischen Geräte (Intelligent Electronic Devices, IEDs) und Fernwirkheiten (Remote Terminal Units, RTUs) der Unterstation übergeben, die wiederkehrende und redundante Informationen herausnehmen. Bei einem halben Dutzend miteinander verbundener Unterstationen beginnen allerdings die Netzwerklast und die Gefahr von Ausfällen zu steigen.

Der Instandhaltungsbezogene und administrative Datenverkehr ist ebenfalls ein wichtiger Teil des Smart Grids, der die Kommunikationsinfrastruktur erheblich belasten kann. Wird die Kommunikation nur für Notfälle oder zur Übermittlung von Anweisungen an das Feldpersonal über einen Sprachkanal (Engineering Order Wire, EOW) genutzt, ist die erforderliche Bandbreite recht gering. Durch die Implementierung stationeigener Intranets und die Kopplung lokaler Büronetzwerke (LANs) über betriebliche Netze steigen die Bandbreitelerfordernisse ohne Weiteres auf mehrere Dutzend Megabit pro Sekunde.



Laut EPRI entfällt ein Großteil der Investitionen für ein Smart Grid auf die Kommunikationsinfrastruktur, was auch erhebliche Kosteneinsparungen bringen kann.

Kommunikation – ein Schlüssel für Smart Grids

Ein Ausfall des Kommunikationsnetzes kann schwerwiegende Folgen haben, die über die offensichtliche Minderung der Netztransparenz hinausgehen. Die autonome Funktionalität des Smart Grids hängt von der Fähigkeit der sensorischen Elemente ab, Informationen auszutau-

Kommt es im Netz zu massiven Ausfällen, kann es sich das Kommunikationsnetz nicht leisten, ebenfalls auszufallen. Angesichts beschränkter Ressourcen und einer möglichen Gefährdung der öffentlichen Sicherheit muss das Netz in der Lage sein, dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) mitzuteilen, wohin Personal zu entsenden ist und welche

Teile des Netzes noch in Betrieb sind, um die Ausfälle auf ein Mindestmaß zu reduzieren, Kosten zu senken und gleichzeitig die Sicherheit zu erhöhen.

Das Electric Power Research Institute (EPRI) hat sich im

Der FOX615 ist ein Multi-service-Multiplexer, der einen direkten Anschluss aller EVU-spezifischen Anwendungen an den Multiplexer ohne externe Konverter erlaubt.

schen – z. B. zur direkten Auslösung von Leistungsschalten beim Distanzschutz. Hier muss ein Leistungsschalter „wissen“, was in einiger Entfernung gemessen wurde, bevor entschieden werden kann, wo die Leitung unterbrochen werden soll, um einen Fehler zu isolieren. Komplizierter kann es werden, wenn das Fernwirk- und Datenerfassungssystem (SCADA) z. B. entscheiden muss, wie auf ein IED zu reagieren ist, das plötzlich stumm bleibt oder Falschmeldungen übermittelt. Aus diesem Grund ist der Schutz des Kommunikationsnetzes ebenso wichtig wie der Schutz der bereitgestellten Dienste.

Detail mit den Kosten eines Smart Grids befasst¹. Laut EPRI entfällt ein Großteil der Investitionen für ein Smart Grid auf die Kommunikationsinfrastruktur. Gleichzeitig kann dies erhebliche Kosteneinsparungen bringen. So konnte der Energieversorger PECO in Philadelphia dank der Smart-Grid-Kommunikation, die von Kunden gemeldete Störungen auf ihre Echtheit überprüfte, allein im Jahr 2005 7.500 Besuche von Technikern vor Ort vermeiden.

Fußnote

1 <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001022519>

Das System ETL600 ermöglicht die Kommunikation in schwierigsten Umgebungen, z. B. die Übertragung über Entfernungen von mehr als 1.000 km ohne Repeater.

3 Die ABB ETL Powerline Router können bis zu 320 kbit/s übertragen und sorgen dafür, dass entfernte Stationen nicht vom Smart Grid abgeschnitten werden.



Die Herausforderung von Smart Grids

Als Bestandteil des Smart-Grid-Konzepts sollte die Kommunikation nicht auf die Teile eines einzelnen Unternehmens beschränkt sein. Um einen umfassenden Blick auf das gesamte Netz zu bekommen, müssen Übertragungs- und Verteilungssysteme miteinander kommunizieren, Erzeuger müssen in der Lage sein, den Bedarf von den Kundenanlagen abzulesen, und Kommunikationsnetze müssen nahtlos integriert sein, damit Entscheidungen auf der Grundlage des gesamten Netzes und nicht nur einzelner Teile getroffen werden können. Diese Integration steht der bisherigen Entwicklung der Branche entgegen. So hat die Privatisierung zu einer Fragmentierung geführt, die für das Smart Grid allerdings eine große Herausforderung darstellt. Daher gilt es nun, verschiedenste Kommunikationssysteme und -strategien zu integrieren, um das Ziel eines intelligenten Netzes zu erreichen.

Nationale Versorgungsunternehmen und Regierungen fordern Kompatibilität als Grundlage für eine integrierte Kommunikation. Normen wie die IEC 61850 sichern die Kompatibilität innerhalb der EVUs, und ABB ist seit Jahrzehnten maßgeblich an der Entwicklung solcher Normen beteiligt. Da die Kommunikation zwischen EVUs ebenso wichtig ist, unterstützt ABB gleichermaßen die Entwicklung des ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol, auch bekannt als IEC 60870-6) für die Kommunikation zwischen vor- und nachgelagerten Netz-

leitstellen. ABB hat bereits entsprechende Gateway-Software implementiert, die Kunden eine Integration ihrer Systeme zugunsten des Smart Grids ermöglicht.

Kommunikationstechnologien für Smart Grids

ABB besitzt jahrzehntelange Erfahrung im Aufbau von Kommunikationsnetzen angefangen von frühen Implementierungen mit Rundsteuersignalen zur Steuerung von Kesselanlagen und Straßenleuchten bis hin zur Entwicklung von PLC-Systemen, laserbasierter Lichtwellenleitertechnik und den vermaschten Funknetzen für die „Smart Cities“ der Zukunft.

Während Rundsteuersignale nicht mehr implementiert werden, ist die PLC-Technik noch immer in Gebrauch. Hier ermöglicht das System ETL600 von ABB die Kommunikation in schwierigsten Umgebungen, z. B. die Übertragung über Entfernungen von mehr als 1.000 km ohne Zwischenverstärker (Repeater). Heutzutage wird PLC häufig als Reservesystem parallel zu Lichtwellenleitern implementiert. Dies ist besonders dort der Fall, wo ein redundanter Ring aus Lichtwellenleitern aufgrund der Geografie nicht praktikabel ist.

Stehen Lichtwellenleiter in einem Netz zur Verfügung, werden optische Netzwerke implementiert. Während in Übertragungsnetzen hauptsächlich leitungs-basierte SDH-Systeme (synchrone digi-

4 Die schrankmontierten ABB FOX-Multiplexer unterstützen Mehrzwecknetzwerke mit EVU-spezifischen Lösungen.



Regierungen und die Öffentlichkeit sehen klare Vorteile in einem intelligenten Stromnetz. Letztendlich sind politischer Wille und langfristige Investitionen notwendig, um EVU-Netzen die notwendige Intelligenz zu verleihen.

tale Hierarchie) zum Einsatz kommen [1], benötigen Niederspannungs-Verteilnetze in der Regel eine geringere Dienstgüte und können auf der Basis paketvermittelter Ethernet-Netzwerke betrieben werden. Angesichts des rauen Umfelds und der spezifischen Anwendungen in Versorgungsnetzen erfordern diese Lösungen ein spezielles Produktdesign (z. B. lüfterlose Ausführung, erweiterte Betriebstemperatur). Die ABB FOX- und AFS-Familien verfügen über die notwendigen EVU-Merkmale für SDH und für Ethernet → 4.

Häufig steht kein drahtgebundenes Kommunikationsmedium zur Verfügung, was wiederum zum Einsatz von drahtlosen Lösungen führt. Einen Überblick über die wichtigsten Verfahren zeigt die *ABB Technik* 1/2013 [2]. Die mit dem Smart Grid verbundenen Herausforderungen können am besten mithilfe standardisierter 802.11-Wi-Fi-Technologie bewältigt werden, die genügend Bandbreite bietet, um verschiedene Anwendungen zu kombinieren und gleichzeitig mehrere Betreiber in einem Netzwerk zu bedienen. Die 802.11-konforme ABB Tropos-Produktreihe ermöglicht die Realisierung äußerst zuverlässiger industrieller 802.11-Mesh-Systeme, die die gleichzeitige Unterstützung mehrerer Anwendungen über ein vereinheitlichtes Netzwerk ermöglichen.

Selbst die Übermittlung von GOOSE-Nachrichten (Generic Object Oriented Substation Events) gemäß IEC 61850 kann mithilfe dieser Lösung für Niederspannungsanwendungen realisiert werden. Mehr über das spezielle Protokoll, das eine hohe Netzwerkverfügbarkeit sichert, ist in der *ABB Review* 4/2013 nachzulesen [3].

Während Regierungen und die Öffentlichkeit klare Vorteile in einem intelligenten Stromnetz sehen, ist es für EVUs schwer, Vorteile zu gewinnen. Dies gilt besonders angesichts sinkender Energiepreise und der Tatsache, dass sie eng mit Unternehmen zusammenarbeiten müssten, die sie als Mitbewerber, Lieferanten oder Kunden betrachten. Diese Probleme können durch internationale Normen wie die IEC 61850, Multiservice-Plattformen wie ABB FOX oder Tropos, EVU-spezifische Lösungen wie PLC und AFS Ethernet-Switches unterstützt werden. Diese Lösungen können zwar den Weg ebnen, doch für EVUs kann es schwierig sein, einen Business-Case zu entwickeln. Letztendlich sind politischer Wille und langfristige Investitionen notwendig, um EVU-Netzen die Intelligenz zu verleihen, die sie benötigen.

Mathias Kranich

ABB Power Systems
Baden, Schweiz
mathias.kranich@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] M. Kranich et al.: „Das Multitalent – Der neue Multiservice-Multiplexer FOX615 von ABB hilft, neue Herausforderungen operativer Kommunikationsnetze zu meistern“. *ABB Technik* 1/2013, S. 36–41
- [2] P. Bill et al.: „Fein vernetzt – Drahtlose Konnektivität in vermaschten 802.11-Netzwerken“. *ABB Technik* 1/2013, S. 42–44
- [3] P. Bill et al.: „Drahtlose und robust – Vermaschte Wi-Fi-Kommunikation für die Industrie“. *ABB Review* 4/2013, S. 74–78

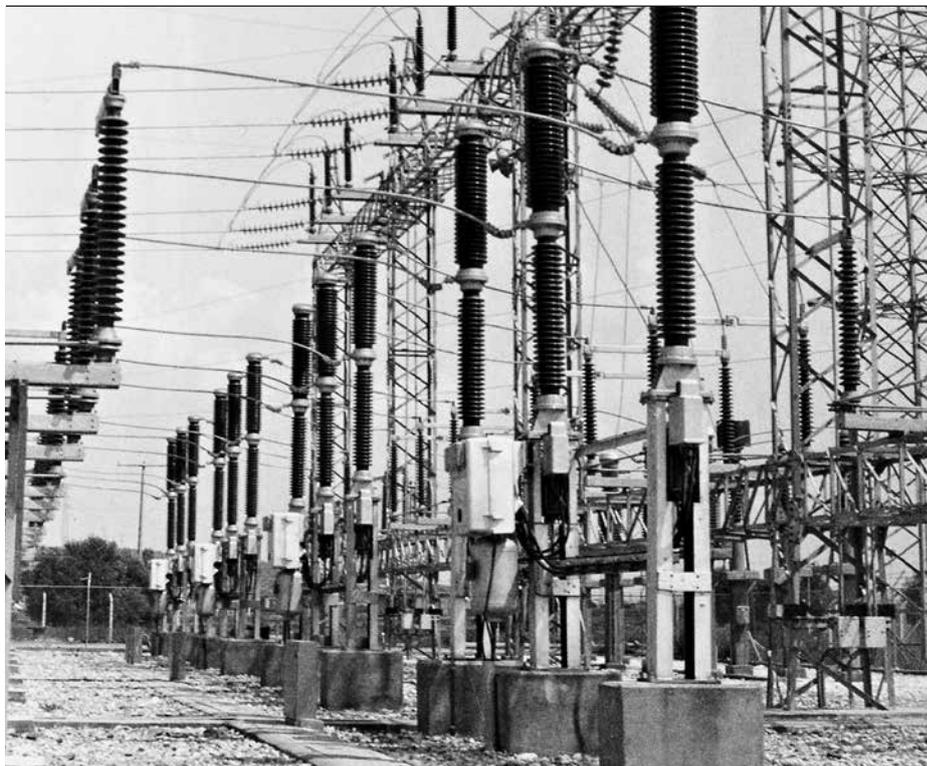


Beginn einer neuen Epoche

Die Geschichte der elektrischen Energieversorgung

JOCHEN KREUSEL – Elektrizität ist überall zu finden – in alltäglichen Anwendungen ebenso wie in den größten und komplexesten Systemen. In etwas mehr als einem Jahrhundert ist sie zur wichtigsten Voraussetzung für menschliches Leben und Wirtschaften geworden, ohne die es kein sauberes Wasser, keine gesicherte Lebensmittelversorgung, keine Information und keine ausreichende Produktivität zur Deckung der Grundbedürfnisse der Weltbevölkerung gäbe. Mit der zunehmenden Bedeutung der elektrischen

Energie sind auch die Systeme zu ihrer Bereitstellung gewachsen – von frühen lokalen Inselnetzen bis hin zu den großen, kontinentalen, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundsystemen, die sich in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts entwickelt haben. Die Grundprinzipien, auf denen diese Systeme aufbauen, sind dabei weitgehend dieselben geblieben. Mittlerweile sind jedoch Entwicklungen eingetreten, die zu grundlegenden Veränderungen führen werden.



Elektrizität wurde als Gleichspannung entdeckt, und erste Anwendungen für die Informationsübertragung und Beleuchtung basierten auf Niederspannungs-Gleichstrom. So ist es wenig überraschend, dass die ersten städtischen Stromnetze Gleichstrom-Verteilungsnetze waren. Auch die erste Fernübertragung elektrischer Energie über 57 km zwischen Miesbach und München wurde im Jahr 1882 in Gleichstromtechnik ausgeführt, bevor sich die zunächst in Europa entwickelte und in Amerika von Nikolaus Tesla und George Westinghouse propagierte Wechselstromtechnik durchsetzte.

Der Hauptgrund für den Übergang zum Dreiphasen-Wechselstrom-System (Drehstromsystem) war die Möglichkeit der Spannungsumformung in Transformatoren. Dank Transformatoren war es möglich, hohe, für die direkte Verwendung ungeeignete Spannungen zur verlustarmen Energieübertragung zu nutzen. So konnten größere, zentrale Kraftwerke gebaut und die damit verbundene Kostendegression genutzt werden. Ein weiteres wichtiges Argument für die Nutzung von Wechselstrom war die bessere Unterbrechbarkeit von Kurzschlussströmen – bis heute gibt es nur Prototypen von Hochspannungs-Gleichstrom-Leistungsschaltern. Und nicht zuletzt stellte auch die sehr ein-

fache Umwandlung von elektrischer Energie in mechanische Energie und umgekehrt in Drehfeldmaschinen einen wesentlichen Vorteil der Drehstromtechnik dar.

Im Jahr 1891 gelang anlässlich der Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung in Frankfurt am Main zwischen Lauffen am Neckar und Frankfurt über eine Entfernung von 176 km die weltweit erste Fernübertragung in dreiphasiger Drehstromtechnik. Realisiert wurde sie unter Leitung des Drehstrom-Pioniers Michail Ossipowitsch Doliwo-Dobrowolski von AEG und der Maschinenfabrik Oerlikon. Verantwortlich für den Beitrag der Maschinenfabrik Oerlikon war kein geringerer als Charles Eugene Lancelot Brown, einer der späteren Gründer der Brown, Boveri & Cie (BBC).

Als Durchbruch des Drehstromsystems in den USA und Entscheidung im sogenannten „Stromkrieg“ gilt die Weltausstellung in Chicago im Jahr 1893, bei der George Westinghouse den Zuschlag für die Beleuchtung erhielt und den auf Gleichstromtechnik setzenden Thomas Edison deutlich unterbot.

Entstehung weiträumiger Versorgungssysteme

In der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurden die ursprünglichen Inselnetze schrittweise zu größeren, am Ende meist landesweiten Systemen verbunden. Es bildete sich die bis heute gültige Grund-

Elektrizität wurde als Gleichspannung entdeckt, und erste Anwendungen basierten auf Niederspannungs-Gleichstrom.

struktur elektrischer Energieversorgungssysteme mit einer systemweit verbundenen und vermaschten Höchstspannungs-Übertragungsebene, unterlagerten regionalen Hochspannungsnetzen und den darunter liegenden Mittel- und Niederspannungs-Verteilnetzen für Städte oder ländliche Gebiete → 1. Die Gründe für den Zusammenschluss der lokalen Inselnetze lagen in der besseren Wirtschaftlichkeit größerer Kraftwerke, dem niedrigeren Reserveleistungsbedarf und der Nutzung standortgebundener Primär-

Titelbild

Bau der ersten 110-kV-Leitung der BBC zwischen Karlsruhe und Mannheim im Jahr 1914

Als Durchbruch des Drehstromsystems in den USA gilt die Weltausstellung in Chicago im Jahr 1893.

energiequellen (vor allem Wasserkraft und Braunkohle), deren Transport aufgrund ihrer niedrigen Energiedichte nicht wirtschaftlich ist → 2. Da die elektrische Energieversorgung schon frühzeitig als volkswirtschaftlich bedeutende Infrastruktur und natürliches Monopol galt, wurde sie praktisch überall entweder verstaatlicht oder staatlich reguliert.

Mit dem Entstehen der Verbundsysteme bildete sich auch die Betriebsweise heraus, die bis heute für alle großen elektrischen Energieversorgungssysteme der Welt gilt → 3. Grundsätzlich muss das System zwei Hauptaufgaben erfüllen: Einerseits muss das systemweite Gleichgewicht von Einspeisung und Verbrauch gewährleistet werden (links im Bild), und andererseits müssen an den Übergabepunkten die vereinbarten Spannungsparameter sichergestellt werden (rechts im Bild).

Die Aufgabe, einen solch großen und weiträumigen Verbund in Echtzeit zu betreiben – und zwar ohne die heute verfügbare leistungsfähige Kommunikationstechnik – wird zunächst durch einen umfassenden Planungsprozess handhabbar gemacht, dessen Ergebnisse Blockeinsatz und Lastaufteilung sind und dessen Ziel es ist, die verbleibenden, in Echtzeit auszuregelnden Unwägbarkeiten so klein wie möglich zu halten. Zur Regelung der dennoch unvermeidlichen Abweichungen vom Plan nutzt man die Tatsache, dass die Frequenz nahezu verzögerungsfrei systemweit verfügbar ist. Störungen in der

Leistungsbilanz werden als Frequenzabweichung messbar und geben so das Signal für entsprechend ausgerüstete Regelkraftwerke, gegen die Störung zu arbeiten.

Zunächst weitgehend unabhängig davon ist die Netzregelung, bei der mit den Stellungen der Transformatoren zwischen der Höchst- und Hochspannungsebene sowie zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene und mit der Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke der Lastfluss gesteuert und die Netzspannungen eingestellt werden. Dabei endet die Spannungsregelung im Normalfall auf der Mittelspannungsebene. Zwischen der Mittel- und der Niederspannungsebene

2 Aufgrund ihrer geografischen Abhängigkeit erfordert Wasserkraft häufig die Übertragung über große Entfernungen.



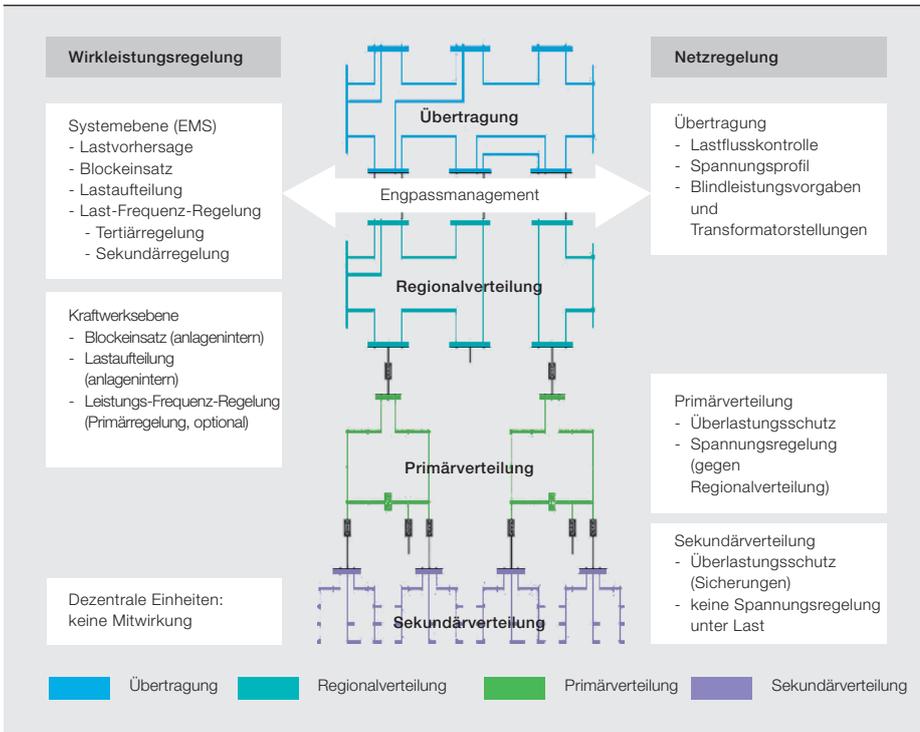
wird mit festen Transformatorübersetzungen gearbeitet.

Im Prinzip sind dies zwei getrennte Prozesse. In der Praxis gibt es jedoch Wechselwirkungen aufgrund der Nutzung von Kraftwerken für die lokale Blindleistungs-

Anfang des 20. Jahrhunderts bildete sich die bis heute gültige Grundstruktur elektrischer Energieversorgungssysteme heraus.

bereitstellung und bei Netzengpässen, wenn Kraftwerke abweichend vom systemweiten Betriebskostenoptimum betrieben werden müssen.

Die letzte wichtige in → 3 enthaltene Aussage ist, dass der Betrieb von großen Verbundsystemen auf der Primärverteilungsebene mit wenigen, zentral platzierten Elementen wie großen Kraftwerken und Schaltanlagen durchgeführt wird. In den für Europa typischen Netzstrukturen stellen Letztere z. B. weniger als 2 % aller Schaltanlagen dar.



Leistungsmäßig besitzt China derzeit das größte Verbundnetz der Welt, das sich rasch weiterentwickelt.

In der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts wuchsen die nationalen Systeme zu länderübergreifenden Verbundnetzen zusammen. Die Gründe hierfür waren eine höhere Wirtschaftlichkeit und verbesserte Versorgungssicherheit. In Europa wurde mit der Gründung der UCPT (Union for the Co-ordination of Production and Transport of Electricity) im Jahr 1951 die Grundlage für das Entstehen eines synchron betriebenen Verbundsystems gelegt. Die technische Umsetzung begann 1958 mit der Kopplung der Übertragungsnetze von Frankreich, der Schweiz und Deutschland im „Stern von Laufenburg“ – lange bevor die Idee eines europäischen Markts für elektrische Energie geboren wurde. Heute erstreckt sich das Verbundnetz von Portugal bis nach Polen und von den Niederlanden bis zur Türkei und ist mit Marokko, Algerien und Tunesien synchron verbunden → 4.

Parallel zum kontinentaleuropäischen Verbundsystem entstanden der skandinavische Verbund NORDEL sowie das Verbundsystem der Sowjetunion und der Staaten in ihrem Einflussbereich, das Interconnected Power System (IPS). Letzteres ist bis heute das Verbundsystem mit der größten geografischen Ausdehnung der Welt. Etwas anders verlief die Entwicklung in Nordamerika. Hier entstanden zwar auch große Synchronsysteme, die mehrere Bundesstaaten abdeckten,

doch es kam nicht zum Synchronbetrieb über den gesamten Kontinent. Heute gibt es drei synchron betriebene Gebiete, die über Hochspannungs-Gleichstrom-Kurzkupplungen verbunden sind. Leistungsmäßig besitzt China derzeit das größte Verbundnetz der Welt, das sich rasch weiterentwickelt. Die wesentlichen Kennziffern einiger wichtiger Verbundsysteme sind in → 5 aufgeführt.

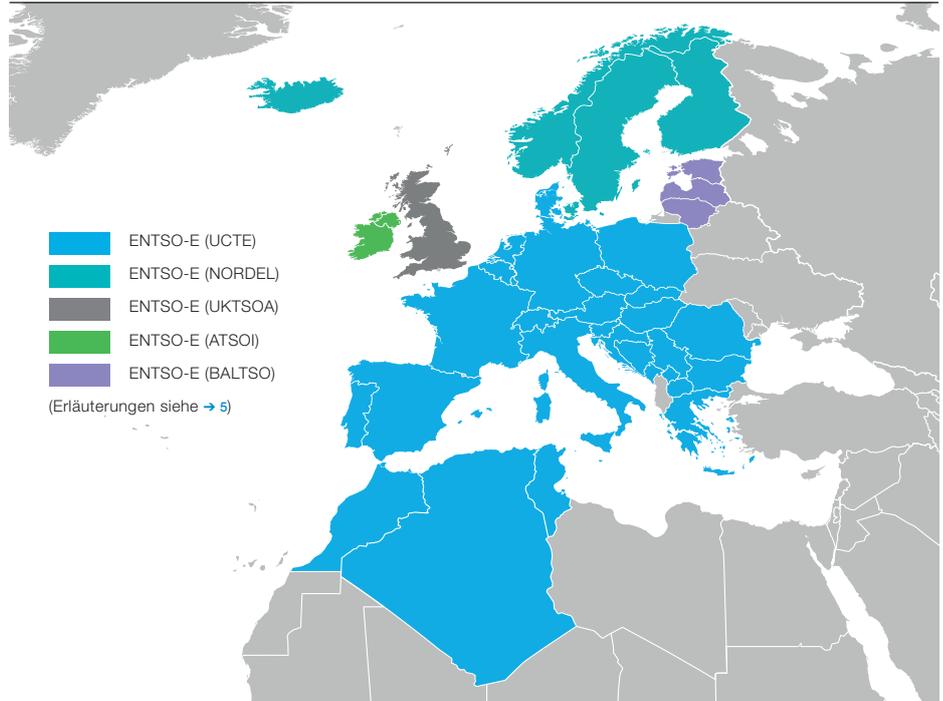
Die unterschiedlichen Höchstspannungen in den Übertragungsnetzen spiegeln die unterschiedlichen geografischen Ausdehnungen der Systeme wider. Da der Blindleistungsbedarf der Übertragungsleitungen die maximal stabil betreibbare Länge begrenzt, erfordern lange Übertragungsentfernungen entweder hohe Spannungen oder niedrige Frequenzen.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Obwohl die Vorteile der Drehstromtechnik dazu führten, dass die elektrische Energieversorgung überall nach diesem Prinzip aufgebaut wurde, traten mit zunehmender Größe der Systeme auch ihre Nachteile zutage. Insbesondere in Verbindung mit Kabeln (die mit einem hohen kapazitiven Blindleistungsbedarf verbunden sind) erreichten die Systeme langsam die Grenzen einer stabilen Übertragung. Aufgrund der Bedeutung von Seekabelverbindungen in den skandinavischen

In der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts wuchsen die nationalen Systeme zu länderübergreifenden Verbundnetzen zusammen.

4 Wichtige Verbundsysteme in Europa



5 Kennziffern wichtiger Verbundsysteme

System	Jahr und Quelle	Installierte Netto-Erzeugungsleistung (GW)	Spitzenlast (GW)	Jahresverbrauch (TWh)	Höchste Übertragungsspannung (kV)
ENTSO-E (ATSOI ¹)		16,5	6,2 ⁶	34,9	400
ENTSO-E (BALTSO ²)		9,4	4,6	26,0	330
ENTSO-E (UCTE ³)	2013 [1]	816	420	2.553	400 (750 ⁷)
ENTSO-E (NORDEL ⁴)		87,4	66,1	350	400
ENTSO-E (UKTSOA ⁵)		84,2	66,7	366	400
IPS	2007 [2]	337	215	1.285	750 (1.150 ⁸)
USA (Western)	2012 [3]	326	151	885	500
USA (Eastern)	2011 [4]	743	578 ⁶	1.069	765
USA (ERCOT)	2010 [5]	108	65	358	345
China	2010 [6]	966	673	4.200	1.000

Fußnoten

- 1 ATSOI: Verbundsystem der irischen Insel, asynchron mit UKTSOA verbunden
- 2 BALTSO: Verbundsystem der baltischen Staaten, synchron mit dem IPS gekoppelt
- 3 Die UCTE ging als Verband der kontinental-europäischen Übertragungsnetzbetreiber nach der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft aus der UCPTTE hervor und im Jahr 2009 in ENTSO-E auf.
- 4 NORDEL: Verbundsystem der skandinavischen Staaten, asynchron mit BALTSO und UCTE verbunden
- 5 UKTSOA: Verbundsystem Großbritanniens (England, Wales, Schottland), asynchron mit ATSOI und UCTE verbunden
- 6 Summe der Spitzenlasten der beteiligten Länder (ENTSO-E) oder regionalen Systeme (Eastern Interconnection)
- 7 471 km 750-kV-Leitungen als Verbindung zum IPS
- 8 Leitung Ekibastus-Kökschetau in Kasachstan

Literaturhinweise

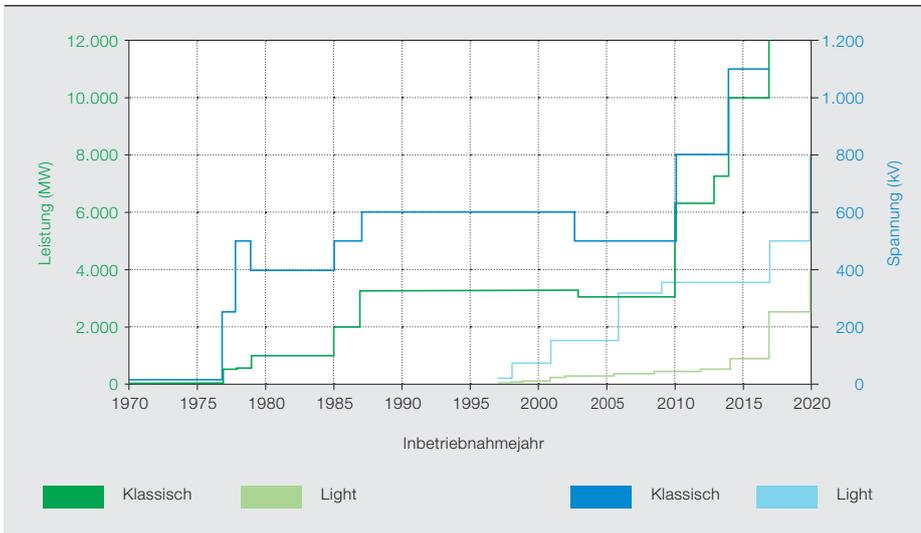
- [1] ENTSO-E Statistical Factsheet 2013. ENTSO-E. Brüssel, 15. April 2014
- [2] Luther, M.: „Lessons learned from the UCTE-IPS/UPS Feasibility Study“. Regional Transmission Network Development: Implications for Trade and Investment. Istanbul, 11./12. November 2009
- [3] 2012 State of the Interconnection. Western Electricity Coordinating Council. Juli 2013
- [4] Market Structures and Transmission Planning Processes In the Eastern Interconnection. Christensen Associates Energy Consulting & Energy Policy Group for EISPC and NARUC. Juni 2012
- [5] State Electricity Profile: Texas. U.S. Energy Information Administration. 1. Mai 2014
- [6] Liu, Z.: „Electric power and energy in China“. Jon Wiley & Sons. Singapur, 2013

6 Leitwarte der HGÜ-Verbindung nach Gotland in den 1950er Jahren



Die Liberalisierung führte zu einer Trennung des Geschäfts mit elektrischer Energie vom Betrieb der Netzinfrastruktur.

7 Entwicklung der HGÜ-Parameter



schen Ländern begann man sich dort bereits in den 1920er Jahren mit der Idee der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zu beschäftigen. August Uno Lamm, der Pionier dieser Technik, arbeitete bei der schwedischen ASEA über 20 Jahre daran, bis im Jahr 1954 die erste kommerzielle HGÜ-Verbindung zwischen der Ostseeinsel Gotland und dem schwedischen Festlandnetz in Betrieb ging → 6.

In den folgenden Jahrzehnten etablierte sich die HGÜ als bevorzugte Technik für die Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen. Der Bau immer größerer Wasserkraftwerke, z. B. im südlichen Afrika (Cahora Bassa), Südamerika (Itaipú) und seit den 1990er Jahren in China, war dabei der entscheidende Treiber der Entwicklung → 7. Die aktuellen Spitzenwerte

sind (in unterschiedlichen Anlagen) eine Übertragungsleistung von 6.400 MW, eine Übertragungsentfernung von 2.500 km und eine Gleichspannung von 1.100 kV.

Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung

Gegen Ende des 20. Jahrhunderts wurde die Notwendigkeit der vollständigen vertikalen Integration der Elektrizitätswirtschaft in mehreren Ländern in Frage gestellt. Diese Diskussion entwickelte sich zunächst in den USA, Großbritannien und Skandinavien und führte schließlich zur Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung in diesen Ländern. Wenig später folgten Australien und die Europäische Union diesem Beispiel. In Ländern mit vorher staatlicher Energieversorgung ging diesem Schritt außerdem eine Privatisierung voran. Die Motivation für diesen

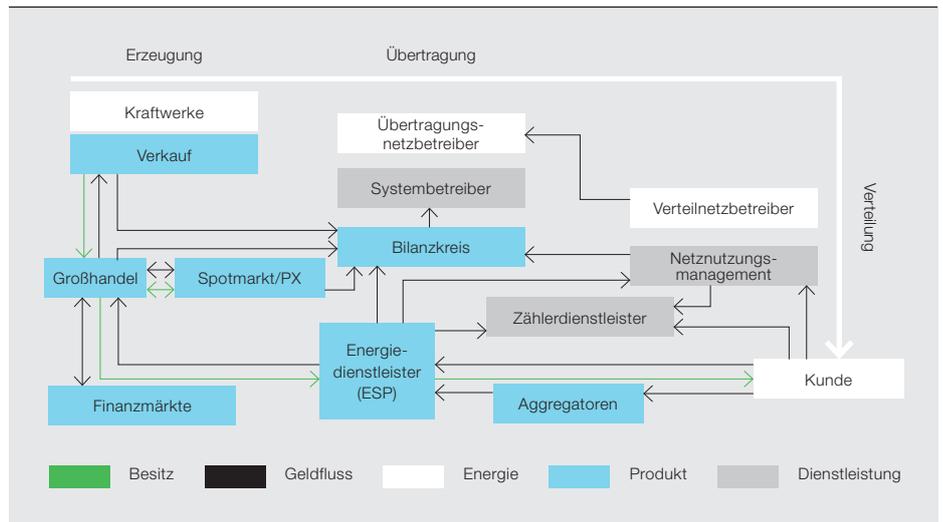
Schritt war dabei durchaus unterschiedlich. Sie reichte vom Wunsch, privates Kapital für die Energieversorgung anzuziehen, über die Absicht, die Versorgungsqualität zu verbessern, bis zur Senkung der Energiepreise durch verstärkten Wettbewerb.

Die Liberalisierung erforderte eine unternehmerische Trennung des Geschäfts mit elektrischer Energie vom Betrieb der Netzinfrastruktur. Während die Netze weiterhin als natürliche Monopole behandelt und dementsprechend staatlich reguliert wurden, entwickelte sich die Erzeugung elektrischer Energie zu einem wettbewerblichen Markt. Dabei wählten unterschiedliche Länder unterschiedliche Formen der Liberalisierung. Während die Abnehmer in Europa durch die Wahl verschiedener Lieferanten direkt am Wettbewerbsmarkt teilnehmen können, bestehen in Nordamerika weiterhin Gebietsmonopole auf Verteilungsebene. Der Wettbewerb ist dort auf die Großhandelsstufe beschränkt.

Die Liberalisierung brachte zahlreiche neue Marktrollen mit sich, nicht nur im Bereich der kommerziellen Orientierung und der Interaktion mit den Kunden, sondern auch in der Sicherung eines dauerhaft stabilen Systembetriebs. → 1 zeigt diese Rollen ergänzend zu den weiterhin vorhandenen technischen Grundfunktionen. Mit der Liberalisierung endete effektiv die integrierte Planung von Kraftwerken und Netzen sowohl im Hinblick auf den Ausbau als auch den Betrieb. Für einen tatsächlichen Wettbewerb zwischen Kraftwerken an unterschiedlichen Stand-

Seit Beginn des neuen Jahrtausends werden Sonnen- und Windenergie in vielen Ländern stark gefördert.

8 Technische und kommerzielle Rollen in einem Elektrizitätsmarkt mit vollständigem Endkundenwettbewerb



9 Das starke Wachstum der Wind- und Sonnenenergie bringt neue Herausforderungen mit sich.



orten ist eine größere Übertragungskapazität erforderlich als in einem integriert geplanten System. Allerdings steigt der Koordinierungsaufwand zwischen den Marktakteuren im Betrieb, und Standards für die Zusammenarbeit im Markt gewinnen an Bedeutung.

Elektrizitätsversorgung 2.0

Seit Beginn des neuen Jahrtausends werden in vielen Ländern erneuerbare Energien, vor allem Sonnen- und Windenergie, stark gefördert → 9. Während diese rapide Entwicklung weitreichende technische Herausforderungen für die Netze mit sich bringt, hat sie vor allem zu einer starken Senkung der Energiekosten, insbesondere bei der Photovoltaik, geführt. Die Folge ist, dass in einer zunehmenden Zahl von Ländern Energie zu

Kosten gewonnen werden kann, die unter den Preisen für Abnehmer am Niederspannungsnetz liegen. Da die Photovoltaik über eine nahezu lineare Kostenstruktur (ohne nennenswerte Skaleneffekte in den Anlagenkosten) verfügt, hat sie einen wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftlichen Grundprinzipien und damit auch die Struktur der elektrischen Energieversorgung. Die aus systemtechnischer Sicht wesentlichen Auswirkungen sind:

- Eine größere geografische Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch hält auch in Systemen Einzug, die traditionell auf fossilen Brennstoffen oder Kernenergie aufgebaut und auf einen regionalen Ausgleich von Erzeugung und Bedarf ausgelegt waren. Diese Entwicklung wird vor allem

10 Auswirkungen der wesentlichen Treiber für Veränderungen auf die verschiedenen Teile der elektrischen Energiewertschöpfungskette

Treiber	Betroffenes System				
	Konv. Erzeugung	Übertragung	Verteilung	Systembetrieb	Anwendung
Verbrauchsferne Erzeugung		<ul style="list-style-type: none"> – FACTS¹ – Ferntransport – Overlay-Netz, HGÜ 		<ul style="list-style-type: none"> – Stabilisierung mit FACTS¹ 	
Dezentrale Erzeugung			<ul style="list-style-type: none"> – Automatisierung – Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> – Kommunikation – Steuerung – Virtuelle Kraftwerke 	
Volatile Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> – Teillast – Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> – Überregionaler Ausgleich – Overlay-Netz, HGÜ – Großspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> – Dezentrale Speicherung 	<ul style="list-style-type: none"> – Lastmanagement – Virtuelle Kraftwerke – PMU/WAMS² 	<ul style="list-style-type: none"> – Speicher (in Anwendungen) – Lastbeeinflussung
Neue Verbraucher (Elektromobilität)			<ul style="list-style-type: none"> – Ladeinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> – Lastbeeinflussung 	

Fußnoten

- 1 FACTS = Flexible AC Transmission Systems (flexible Drehstrom-Übertragungssysteme)
- 2 PMU/WAMS = Phasor Measurement Units (Phasenmessgeräte)/Wide Area Monitoring Systems (Weitbereichsüberwachung)

durch stark standortabhängige Primärenergiequellen wie Wind und Wasser getrieben.

- Die dezentrale Erzeugung wird vor allem durch Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplung ausgebaut, was dazu führen wird, dass ein nennenswerter Anteil der Erzeugung durch eine sehr große Zahl kleiner Einheiten bereitgestellt wird.
- Die volatile Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie führt zu schnelleren und größeren Schwankungen des Leistungsangebots, die nur begrenzt prognostizierbar sind.

Diese drei Veränderungen haben technische Auswirkungen in allen Bereichen der elektrischen Energieversorgung und -anwendung → 10. Zwei Änderungen sind dabei besonders hervorzuheben: die wachsende Bedeutung weiträumiger und leistungsstarker Übertragungsnetze und die Einbindung hochgradig dezentraler Elemente, sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite, in die Systembetriebsführung (intelligentes Verbrauchermanagement).

Bei hohen Ausbaugraden erneuerbarer Energien wird ein weiträumiger Ausgleich unterschiedlicher Primärenergiedarangebote zunehmend vorteilhaft, wie z. B. die Vernetzung von Nordafrika und dem Nahen Osten mit Europa zeigt [1]. Ein solches weiträumiges Übertragungsnetz wird voraussichtlich als zusätzliche Ebene über den bestehenden Höchstspannungsnetzen als sogenanntes Overlay-Netz installiert werden. Mit der Vorstellung des Gleichstrom-Leistungsschalters im Jahr 2012 hat ABB die Voraussetzung dafür

geschaffen, dass dies mit HGÜ-Technik erreicht werden kann [2].

Von allen genannten Veränderungen hat wohl die dezentrale Erzeugung die am weitesten reichenden Auswirkungen. In einem System, in dem ein großer Teil der Erzeugungskapazität an die Verteilebene angeschlossen ist, wird diese Kapazität in die Systembetriebsführung eingebunden werden müssen. Hinzu kommt, dass im Fall der Solarenergie aufgrund der ausgeprägten Einspeisespitzen auch in den Verteilnetzen ein Engpassmanagement eingeführt werden muss. Zusammen bedeutet dies, dass bis zu drei Größenordnungen mehr Komponenten aktiv koordiniert werden müssen als in den Systemen der Vergangenheit. Informations- und Kommunikationstechnik werden dabei eine entscheidende Rolle spielen. Eine effiziente Informationsbeschaffung und konsequente Nutzung der Informationen für Planung, Betrieb und Instandhaltung ist die entscheidende Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb dezentralisierter Netze.

Eine weitere Änderung geht nicht auf die erneuerbaren Energien zurück, sondern auf technische Entwicklungen: Während in den Anfängen der Elektrifizierung sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Anwendungsseite Drehstrom vorherrschend war, halten inzwischen immer mehr Elemente Einzug in die Systeme, die entweder Gleichstrom benötigen oder neutral gegenüber der Frequenz sind. Beispiele auf der Verbrauchsseite sind elektronische Geräte, LEDs, Batterien und stromrichter gespeiste Motoren, auf der Erzeugungsseite Solarzellen. Deshalb gibt es

eine zunehmende Zahl von Anwendungen, bei denen eine Gleichstromverteilung wirtschaftlich vorteilhaft ist. ABB hat dies erkannt und z. B. entsprechende Lösungen für Rechenzentren [3] und Schiffe [4] entwickelt. Die ursprünglich reine Drehstromwelt wird somit nicht nur auf der Übertragungs-, sondern auch auf der Verteilungsebene zunehmend hybrider.

Die beschriebenen Entwicklungen bedeuten Veränderungen an grundlegenden Prinzipien der elektrischen Energieversorgung, die seit deren Anfängen unverändert gegolten haben. Es ist deshalb nicht übertrieben, vom Übergang in eine neue Phase zu sprechen: Electricity 2.0

Jochen Kreusel

ABB Smart Grids
Mannheim, Deutschland
jochen.kreusel@de.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Desert Power: Getting Started. Dii GmbH. München, Juni 2013
- [2] J. Häfner, B. Jacobson.: „Proactive hybrid HVDC breakers – a key innovation for reliable HVDC grids“. Cigré Symposium. Bologna, Italien, 13.–15. September 2011
- [3] A. Schärer: „Effizienter Gleichstrom“. *ABB Review* 4/2013, S. 16–21
- [4] „Bahnbrechender Auftrag für Gleichstromtechnik“. ABB-Pressemitteilung. Zürich, 22.02.2012



Mikronetze

Etablierung von Mikronetzen mithilfe von ABB-Technologien

CELINE MAHIEUX, ALEXANDRE OUDALOV – Seit Jahren ist die lokale Stromerzeugung die übliche Form der Versorgung auf Inseln, in entlegenen Regionen oder in Industrieanlagen. Verschiedene Faktoren wie die Zuverlässigkeit der Stromversorgung, Umweltaspekte und wirtschaftliche Restriktionen zwingen Energiedienstleister und Endverbraucher nun dazu, autarke, netzunabhängige Alternativen wie Mikronetze neu zu betrachten. Mikronetze sind in der Lage, erneuerbare Energien einzubinden, Kosten zu reduzieren und die Versorgungszuverlässigkeit zu verbessern. Zudem können sie als Schwarzstartreserve oder zur Stärkung des Netzes in Spitzenlastzeiten eingesetzt werden. Dies führt dazu, dass immer mehr Mikronetze realisiert werden. Sinkende Kosten für dezentrale regenerative Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik- und Windenergieanlagen, die Entwicklung effizienter Energiespeichertechnologien und die Verfügbarkeit einer erschwinglichen Weitbereichs-Kommunikationsinfrastruktur tragen dazu bei, dass Mikronetze immer praktikabler und rentabler werden. ABB entwickelt Technologien, die dabei helfen, die elektrische Versorgungskette neu zu definieren.



Ein Mikronetz kann viele verschiedene Formen der Erzeugung, Speicherung und Konnektivität mit dem Stromnetz beinhalten.

Ein Mikronetz ist ein integriertes Energiesystem mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Energiespeichern und mehreren elektrischen Verbrauchern, das als autonomes Netz parallel zum bestehenden öffentlichen Stromnetz oder unabhängig davon als „Inselnetz“ betrieben wird. Gemäß dieser Definition kann ein Mikronetz viele verschiedene Formen der Erzeugung, Speicherung und Netzkonnektivität beinhalten und verschiedene Größen aufweisen. Folglich können sich Mikronetze deutlich voneinander unterscheiden. Eine typische Struktur und typische Komponenten eines Mikronetzes sind in → 1 dargestellt. Entsprechend der Definition lassen sich Mikronetze je nach Versorgungskundentyp, Motivation zum Bau und

Standort auf der Welt in verschiedene Klassen einteilen → 2.

In vielerlei Hinsicht stellen Mikronetze kleinere Versionen eines herkömmlichen Stromnetzes dar. Sie unterscheiden sich jedoch darin, dass Erzeuger und Verbraucher näher beieinander liegen, was die Zuverlässigkeit der Versorgung erhöht. Außerdem sind häufig erneuerbare Energiequellen wie Solar- und Windenergieanlagen, kleine Wasserkraftwerke, Geothermiekraftwerke, Müllverbrennungsanlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) in Mikronetze eingebunden.

Ein Leitsystem sorgt für die dynamische Steuerung der Energiequellen und ermöglicht so einen autonomen und automatisch selbstheilenden Betrieb. Im normalen oder Spitzenlastbetrieb – oder bei Ausfall des Primärstromnetzes – kann ein Mikronetz unabhängig vom öffent-

Mikronetze unterscheiden sich darin vom traditionellen Stromnetz, dass Erzeuger und Verbraucher näher beieinander liegen.

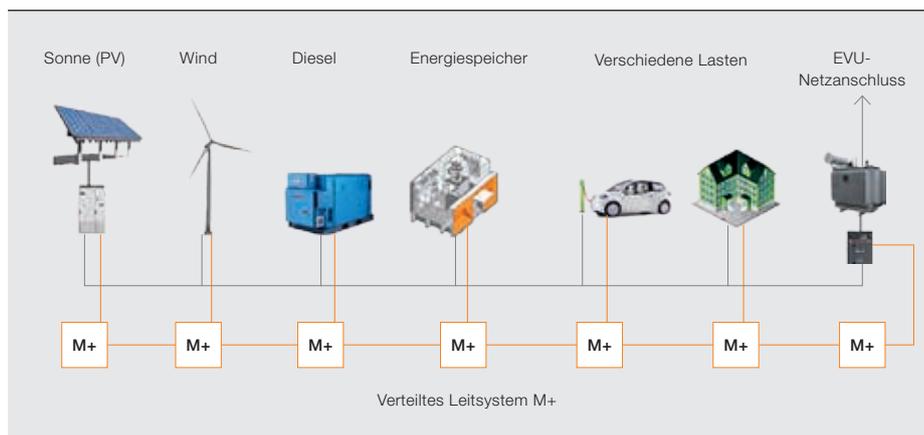
lichen Netz arbeiten und seine lokale Erzeugungsanlagen und Verbraucher isolieren, ohne die Integrität des Netzes zu beeinträchtigen. Mikronetze arbeiten mit vorhandenen Stromnetzen und Informationssystemen zusammen und können

Titelbild

Mikronetze finden sich vornehmlich in entlegenen Regionen und auf Inseln und binden häufig erneuerbare Energiequellen ein.

Das Leitsystem sorgt für die dynamische Steuerung der Energiequellen und ermöglicht einen autonomen und automatisch selbstheilenden Betrieb.

1 Typische Struktur und Komponenten eines Mikronetzes



Strom in das Primärnetz zurückspeisen, um einen stabilen Betrieb zu unterstützen.

Erfolgreiche Installationen

Die modulare und skalierbare Mikronetz-Integrationsplattform von ABB ist das Ergebnis neuester technischer Entwicklungen und praktischer Erfahrung, die das Unternehmen in über zwei Jahrzehnten bei der Entwicklung und dem Bau von Mikronetzen weltweit gesammelt hat. Die Mikronetzlösung von ABB umfasst zwei Hauptelemente: Microgrid Plus und PowerStore™. Das Netzleitsystem Microgrid Plus nutzt dezentrale Einheiten zur Steuerung einzelner Lasten, Netzschalter, Erzeugungsanlagen bzw. Speichersysteme, um ein intelligentes Stromversorgungsmanagement und einen effizienten Betrieb des Mikronetzes zu gewährleisten. ABB PowerStore ist ein schwungrad- oder batteriebasiertes Netzstabilisierungssystem, das durch Bereitstellung synthetischer Trägheit und netzbildender Fähigkeiten einen hohen regenerativen Anteil an der Erzeugung ermöglicht.

Durch Kombination dieser Technologien lässt sich in Wind-Diesel- und Solar-Diesel-Systemen ein regenerativer Erzeugungsanteil von 100 % erreichen. Gleichzeitig werden Brennstoffeinsparungen maximiert und die automatische Anbindung und Trennung des Mikronetzes an bzw. vom öffentlichen Netz (EVU-Netz) ohne Unterbrechung kritischer Verbraucher ermöglicht.

Die folgenden Beispiele erfolgreicher Installationen der Mikronetz-Technologie von ABB veranschaulichen die eingesetzten Lösungen und deren Nutzen für die Kunden.

Marble Bar

Die weltweit ersten Photovoltaik-Diesel-Hybridkraftwerke mit einem hohen regenerativen Erzeugungsanteil wurden 2010 in Nullagine und Marble Bar (Westaustralien) in Betrieb genommen. Die Projekte umfassen über 2.000 Solarmodule und ein Nachführsystem, das die Module tagsüber zur Sonne ausrichtet →3.

PowerStore und Microgrid Plus sorgen dafür, dass ein Maximum an Sonnenenergie in das Netz eingespeist wird, indem die Stromerzeugung mit den Dieselgeneratoren auf ein Minimum reduziert oder vollständig abgeschaltet wird. Ist der Himmel bedeckt, gleicht PowerStore den Verlust an Sonnenenergie aus, während Microgrid Plus die Dieselgeneratoren hochfährt, um eine unterbrechungsfreie Versorgung zu gewährleisten. Die Solarsysteme erzeugen über 1 GWh im Jahr und decken tagsüber 60 % des durchschnittlichen Energiebedarfs beider Ortschaften. Dadurch können jährlich 405.000 l Kraftstoff und 1.100 t Treibhausgasemissionen eingespart werden.

Insel Faial

Im Jahr 2013 nahm ABB eine Mikronetz-Steuerungslösung in Betrieb, die es der Atlantikinsel Faial ermöglicht, den Windanteil an ihrem Energiemix zu erhöhen, ohne das Stromnetz zu destabilisieren. Faial ist eine von neun vulkanischen Inseln der Azorengruppe und liegt etwa 1.500 km vom Festland entfernt. Die Insel mit 15.000 Bewohnern besitzt ein Stromnetz, das als eigenständiges Mikronetz arbeitet und von sechs ölbefeuerten Generatoren mit einer Erzeugungsleistung von 17 MW gespeist wird. Um die Erzeugungskapazität um über 25 % zu erhöhen und die Umweltbelastung auf

2 Treiber für Mikronetze nach Klasse und Region

	Europa	Nordamerika	Lateinamerika	Asien-Pazifik	Afrika
Gewerbe und Industrie					
Staatl. Einrichtungen und Hochschulen					
Kommunen					
Entlegene Dörfer					
Inseln					
Entlegene Bergwerke und Anlagen					
Militär					

Elektrifizierung

Umwelt

Kosten

Zuverlässige und sichere Stromversorgung

Der Mikronetzmarkt entwickelt sich schnell, und überall auf der Welt entstehen entsprechende Anlagen in verschiedenen Anwendungsbereichen.

der Insel zu reduzieren, auf der Tourismus eine wichtige Rolle spielt, hat der lokale Stromversorger Electricidade dos Açores (EDA) fünf Windkraftanlagen installiert → 4. Das Microgrid Plus Leitsystem berechnet die wirtschaftlichste Konfiguration, sorgt für einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, maximiert den Windenergieanteil und steuert die Erzeugungsanlagen so, dass das gesamte System optimal arbeitet. Durch die Integration der Windenergie und die innovative Lösung von ABB können schätzungsweise 3,5 Mio. Liter Kraftstoff im Jahr eingespart und der CO₂-Ausstoß um rund 9.400 t gesenkt werden.

SP AusNet

Ein Pilotprojekt für das Verteilnetz des Energieversorgers SP AusNet in Victoria, Australien, umfasst ein Mikronetz mit einer batteriebasierten Energiespeicherkapazität von 1 MWh/1 MWh sowie einen Dieselgenerator mit einer Leistung von 1 MW → 5. Das Batteriesystem und der intelligente Wechselrichter dienen als Primärenergiequelle, während der Dieselgenerator als Reserve zur Kapazitätserhöhung fungiert. Nach seiner für Ende 2014 geplanten Fertigstellung soll das System in der Lage sein, im netzgekoppelten Betrieb die Anschlussregeln für das Verteilnetz zu erfüllen, in den Inselbetrieb zu wechseln, wenn der Netzregler den Befehl dazu gibt, und ohne Unterbrechung der Versorgung wieder in den netzgekoppelten Betrieb zurückzuschalten. Der Lieferumfang von ABB umfasst den Entwurf, das Engineering, den Bau, die Prüfung und die

Bereitstellung des PowerStore-Batteriesystems sowie eines 3-MVA-Transformators für den Dieselgenerator. Die Anlage wird vom ABB-Leitsystem Microgrid Plus gesteuert und als transportables Kraftwerk in sieben Freiluftcontainern und Schalthäuschen realisiert.

Blick in die Zukunft

Der Mikronetzmarkt entwickelt sich schnell, und überall auf der Welt entstehen entsprechende Anlagen in verschiedenen Anwendungsbereichen. Der Schwerpunkt von Mikronetzen verlagert sich zunehmend von Pilotprojekten und technischen Demonstrationsanlagen zu kommerziellen Projekten mit starken wirtschaftlichen Zielen. Laut einem jüngsten Bericht von Navigant Research befinden sich zurzeit weltweit über 400 Mikronetz-Projekte im Betrieb oder in der Entwicklung¹. Die gleiche Studie geht davon aus, dass die weltweite jährliche Erzeugungskapazität von Mikronetzen von 685 MW im Jahr 2013 bis zum Jahr 2020 auf über 4.000 MW ansteigen wird. Während Nordamerika den Mikronetzmarkt voraussichtlich weiter anführen wird, wird sich der asiatisch-pazifische Raum bis 2020 zu einem weiteren Wachstumsschwerpunkt entwickeln, da dort immer mehr Menschen versorgt werden müssen, die nicht an eine traditionelle Netzinfrastruktur angebunden sind.

Während sich der Mikronetzmarkt weiterentwickelt, arbeitet ABB an neuen Technologien, um die damit verbundenen Herausforderungen zu bewältigen. Obwohl machbar, sind diese vielseitig und komplex.

Fußnote

¹ „Microgrids Global Market Analysis and Forecasts Report“. Navigant Research. Boulder, CO. Dezember 2013

Die Energiespeicherung spielt eine wichtige Rolle bei der Stabilisierung von Mikronetzen und der zeitversetzten Nutzung erneuerbarer Energien.

3 Mikronetz von Marble Bar in Australien



4 Wind-Diesel-Mikronetz auf der Azoreninsel Faial



Energiespeicherung

Die Energiespeicherung spielt eine wichtige Rolle bei der Stabilisierung von Mikronetzen und der zeitversetzten Nutzung erneuerbarer Energien zur Überbrückung von Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen. Allerdings erfordern diese beiden Funktionen unterschiedliche Technologien für die Energiespeicherung.

Systeme zur Stabilisierung von Mikronetzen müssen sehr schnell reagieren können. Gleichzeitig werden sie möglicherweise mehrere Male in der Minute angefordert. Dies führt zu einer hohen Leistungsabgabe, aber wenig gespeicherter Energie. Da erneuerbare Energien häufig zeitversetzt zum Bedarf zur Verfügung stehen, sollte das System auch

in der Lage sein, für ein paar Stunden genügend Energie zu speichern, um die Lücke zwischen Zeiten hoher Energieproduktion und Zeiten hohen Verbrauchs zu überbrücken. Um diese unterschiedlichen Anforderungen zu erfüllen, könnte ein hybrides Systemkonzept mit einer Kombination von Speichertechnologien mit unterschiedlichen Leistungseigenschaften (Zykluslebensdauer und Reaktionszeit) die besser Wahl darstellen → 6. Ein hybrides Energiespeichersystem kombiniert die Vorteile der einzelnen Speichermedien und zeichnet sich durch geringere Gesamtkosten gegenüber den einzelnen Einheiten aus. ABB ist dabei, die Vor- und Nachteile eines solchen Systems zu analysieren und Regelungslösungen für diese Technologie zu entwickeln.

5 Schematische Darstellung des Mikronetzes von SP AusNet in Victoria, Australien

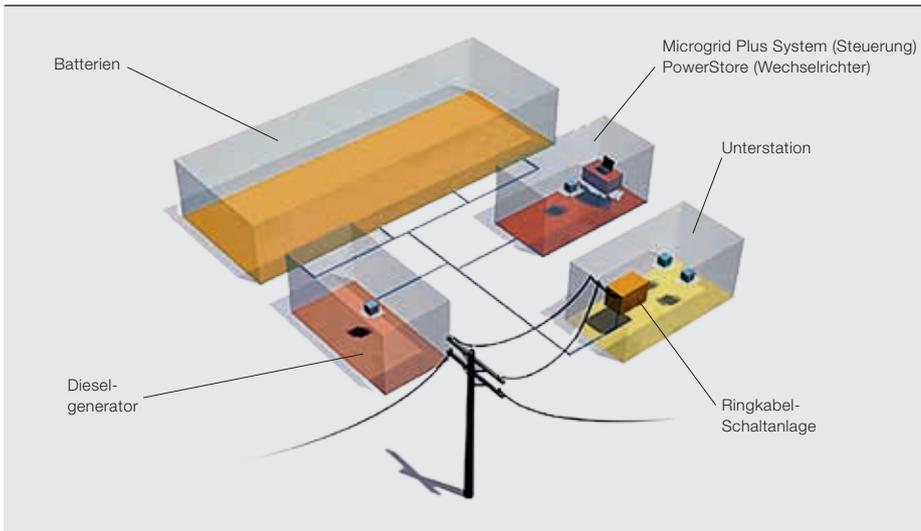
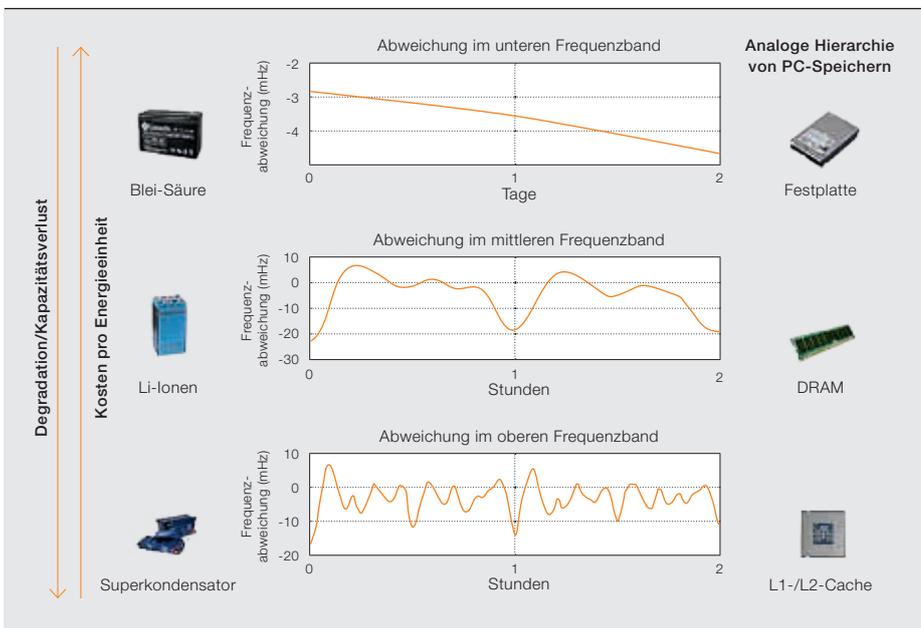


ABB ist dabei, die Vor- und Nachteile eines hybriden Energiespeichersystems zu analysieren und entsprechende Regelungslösungen zu entwickeln.

6 Hierarchie hybrider Energiespeicher und Analogie aus dem Bereich der Datenspeicher



Schutzsystem

Ein Schutzsystem muss auf Fehler im EVU-Netz und auf Fehler im Mikronetz reagieren. Bei einem Fehler im EVU-Netz sollte es das Mikronetz sofort isolieren, um die Verbraucher im Mikronetz zu schützen. Bei einem Fehler im Mikronetz sollte es den kleinstmöglichen Abschnitt des betreffenden Abzweigs isolieren.

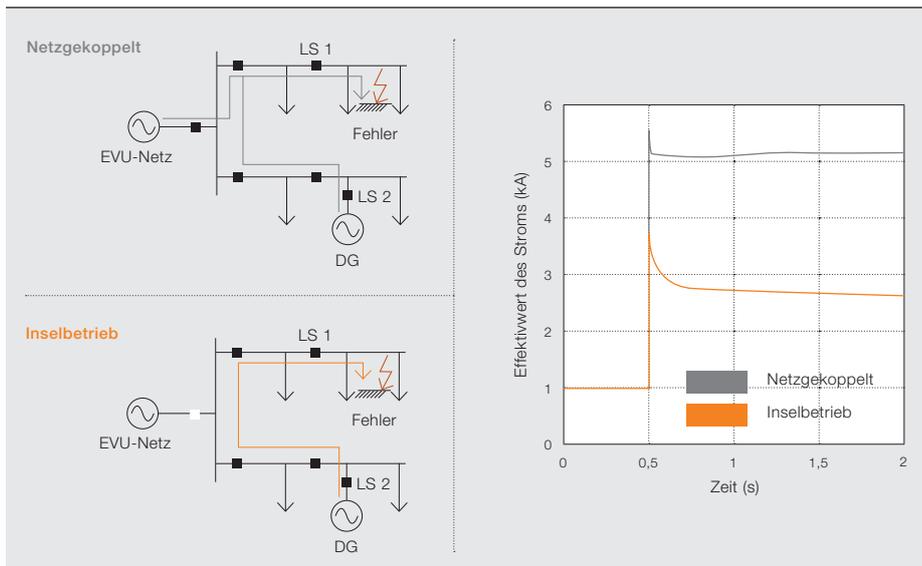
Da der Kurzschlussstrompegel eines Mikronetzes im Inselbetrieb nach einer Trennung vom EVU-Netz erheblich abfallen kann, können Probleme im Hinblick auf die Selektivität (unnötige Fehlauflösung) und Sensitivität (unerkannte Fehler oder verzögerte Auslösung) eines Schutzsystems auftreten → 7. ABB erforscht zurzeit verschiedene Ansätze zur

Behandlung dieses Problems, entweder mithilfe von Netzautomatisierungsgeräten einer speziellen Fehlerstromquelle.

Wird ein Mikronetz von IEDs (Intelligent Electronic Devices) geschützt, die mehrere Einstellungen unterstützen, können diese Einstellungen je nach momentanem Zustand des Mikronetzes auf der Grundlage der voreingestellten Logik in Echtzeit geschaltet werden. Häufig können Mikronetze durch Sicherungen geschützt werden, die auf der Grundlage der Fehlerstrompegel vom Hauptnetz dimensioniert sind. In diesem Fall muss mindestens eine lokale Energieressource einen Fehlerstrom liefern, der hoch genug ist, um die Sensitivität und Selektivität der Schutzeinrichtungen sicherzustellen. Eine

Eine genaue Vorhersage der verfügbaren erneuerbaren Energie und Lasten wird bei der ökonomischen Lastverteilung in einem Mikronetz eine wichtige Rolle spielen.

7 Veränderung des Fehlerstrompegels im netzgekoppelten Betrieb und im Inselbetrieb



solche Fehlerstromquelle erkennt dann einen Kurzschluss mithilfe einer lokalen oder dezentralen Spannungsmessung und gibt innerhalb kurzer Zeit eine große Energiemenge ab, die ausreicht, um eine Sicherung auszulösen.

Energiemanagement

Ein erheblicher Teil des Gesamtenergiebedarfs von Endverbrauchern geht auf die Rechnung thermischer Lasten. Hier liegt ein großes Kosteneinsparungspotenzial im Hinblick auf KWK-Anlagen, die durch Nutzung der Abwärme von Erzeugungsanlagen eine höhere Effizienz ermöglichen. Außerdem lässt sich Wärmeenergie im Vergleich zu elektrischer Energie wesentlich einfacher und kostengünstiger speichern. Daher ist für ein kosteneffizientes Energiemanagement in Mikronetzen eine entsprechende Koordination zwischen thermischen Energiespeichern und anderen Wärmequellen sowie thermischen und elektrischen Systemen erforderlich. ABB arbeitet an der Entwicklung eines Energiemanagementsystems, das diese Funktionalität bietet. Eine genaue Vorhersage der verfügbaren erneuerbaren Energie und (thermischen und elektrischen) Lasten wird bei der ökonomischen Lastverteilung in einem Mikronetz eine wichtige Rolle spielen.

Werkzeuge zur Modellierung

Die Modellierung eines Systems spielt in allen Phasen der Projektentwicklung vom Konzeptentwurf und der Machbarkeitsstudie bis hin zum Bau und Testen des Mikronetzes eine bedeutende Rolle. Wird z. B. eine vorhandene dieselbasierte

Reservestromversorgung durch eine große Zahl erneuerbarer Energieressourcen mit schwankendem Dargebot ergänzt, kann ein stabiler Betrieb des Mikronetzes nicht garantiert werden. Zur optimalen Dimensionierung eines netzstabilisierenden Systems wie PowerStore und zur Abstimmung der dazugehörigen Regelparameter muss das dynamische Verhalten der Dieselgeneratoren bekannt sein. Für gewöhnlich wird die genaue dynamische Reaktion eines Generators durch praktische Erprobung bestimmt. Anschließend werden die Parameter sämtlicher Controller eingestellt, was zu Verzögerungen in der Inbetriebnahmephase führt. Dies kann durch Entwicklung eines Controllers vermieden werden, der die Reaktion einer zu regelnden Einheit (z. B. eines alten Generatorsatzes) erlernen kann und diese Informationen mit anderen Controllern zur automatischen Einstellung ihrer Parameter teilt.

Celine Mahieux

ABB Power Generation
Zürich, Schweiz
celine.mahieux@ch.abb.com

Alexandre Oudalov

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil, Schweiz
alexandre.oudalov@ch.abb.com

Weiterführende Literatur

ABB Renewable Microgrid Controller
MGC600: <http://new.abb.com/powergeneration/microgrids-solutions>



Ressourcen- management

Eine durchgängige Architektur für die Energiespeicherung im Stromnetz

STEPHEN CLIFFORD – Viele Diskussionen über erneuerbare Energien enden in einer Debatte über Energiespeicherung. Die breite Palette der verfügbaren Möglichkeiten zur Energiespeicherung zeigt, dass es keine Technologie gibt, die allen Anforderungen gerecht wird – jede hat ihre Vor- und Nachteile. Die Wahl der richtigen Technologie für eine Anwendung setzt ein eingehendes Verständnis der funktionalen Anforderungen voraus, die an das Speichersystem und vom Speichersystem an das Stromnetz gestellt werden.

Unabhängig vom Speichermedium erfordert die Realisierung eines effizienten, zuverlässigen und langlebigen Netzspeichersystems eine ganze Reihe von Technologien und Kompetenzen – angefangen von der leistungselektronischen Umwandlung über die Steuerung auf System- und Netzebene bis hin zur Prognose und Optimierung. Um die gewünschte Funktionalität der Energiespeicherung im Netz zu gewährleisten, bedarf es zudem einer durchgängigen Architektur zur Integration all dieser Elemente.

wie die „Renaissance“ der Pumpspeicherwerke zeigt [3,4]. Auch speichern moderne Batterien mehr Energie, liefern mehr Leistung, halten länger und benötigen wenig oder gar keine Wartung. Dank der Entwicklungen auf dem Gebiet der Leistungselektronik können diese Batterien nahtlos in Wechsel- und Gleichstromnetze eingebunden werden [5].

Schlüsseltechnologien

Für eine erfolgreiche Energiespeicherung sind neben der Speichertechnologie selbst noch weitere Technologien erforderlich. Diese können als drei Schichten betrachtet werden: Energietechnik, Steuerung und „Intelligenz“.

Die Energietechnik-Schicht stellt die sichere, stabile elektrische Verbindung der Energiespeichermedien zum Netz bereit und umfasst die Speichermedien, die leistungselektronische Umwandlung und die Anbindung an das Wechselstromnetz bzw. die Unterstation. Als nächstes müssen alle Elemente des Energiespeichersystems und der Unterstation lokal gesteuert werden, um einen sicheren, präzisen Betrieb und die Möglichkeit zur Ausführung von Befehlen aus der Netz-

leitebene zu gewährleisten. Sind die Energietechnik- und Steuerungsschicht implementiert, wird die „Intelligenz“-Schicht benötigt, um den optimalen Zustand für jedes Betriebsmittel im Netz zu bestimmen und zu planen. Verbunden

werden alle drei Schichten von der durchgängigen Architektur, die zur Realisierung einer angemessenen Energiespeicherung im Stromnetz erforderlich ist → 1.

Speichermedien

Die Grundfunktion der Energiespeicherung im Netz besteht darin, Energie, die zu einem bestimmten Zeitpunkt erzeugt wurde, für eine spätere Nutzung bereitzuhalten. Die Zeitdauer, die das Energiespeichersystem zum kontinuierlichen Laden oder Entladen benötigt, ist der wohl wichtigste Unterschied zwischen den verschiedenen Energiespeicheranwendungen und hat einen starken Einfluss auf die Wahl des Speichermediums → 2.

Die Energiespeicherung ist seit über einem Jahrhundert Bestandteil der elektrischen Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung. Auf die Einführung der wiederaufladbaren Blei-Säure-Batterie Anfang der 1880er Jahre folgten später Pumpspeicherwerke, die Wasser in Schwachlastzeiten in ein höhergelegenes Reser-

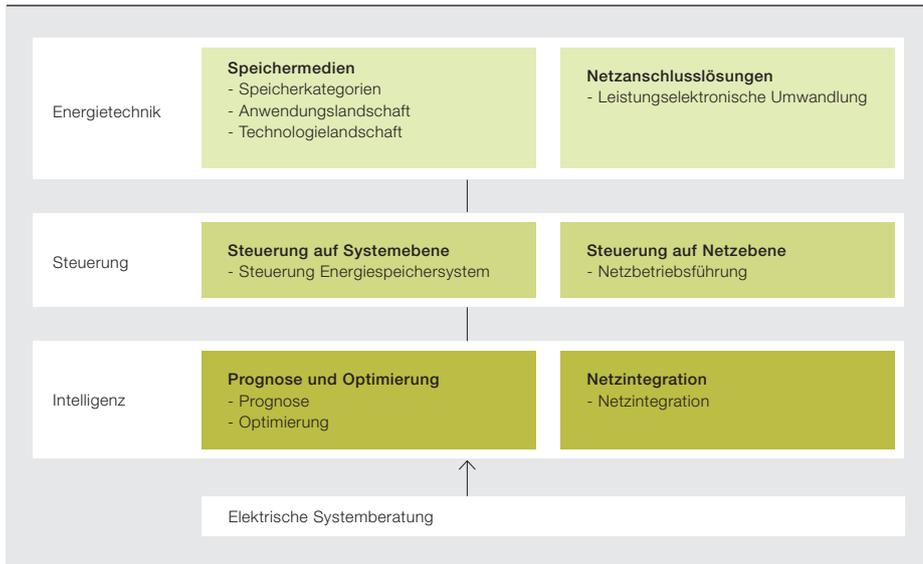
Ein Wechsel zu einer „brennstofffreien“ Stromerzeugung bedeutet, dass die Art und Weise der Energiespeicherung entsprechend angepasst werden muss.

voir pumpen, um es in Spitzenlastzeiten zum Antrieb von Turbinen zu nutzen. Heutzutage wird ein Großteil der Speicherreserven durch die sogenannte rotierende Reserve bereitgestellt – Kraftwerke, die unterhalb ihrer Kapazität betrieben werden und bei Bedarf schnell hochgefahren werden können.

Ein Wechsel zu einer „brennstofffreien“ Stromerzeugung in Form von Wind- und Sonnenenergie bedeutet, dass die Art und Weise der Energiespeicherung entsprechend angepasst werden muss [1,2]. Ein besonderes Augenmerk muss dabei auf bereits verfügbare Speichermöglichkeiten wie Batterien und Pumpspeicher gelegt werden. Dies geschieht auch,

Titelbild

Bei der Energiespeicherung in einem Stromnetz geht es nicht nur darum, ein paar Batterien oder Superkondensatoren zu konfigurieren. Zur Realisierung eines umfassenden und effizienten Energiespeichersystems sind eine ganze Reihe ineinander greifender Technologien notwendig.



Die Energiespeicherung ist seit über einem Jahrhundert Bestandteil der elektrischen Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung.

Leistungselektronische Umwandlung

Viele Energiespeichertechnologien wie Kondensatoren, Superkondensatoren und Batterien arbeiten von Natur aus mit Gleichstrom. Um diese an ein Wechselstromnetz anzuschließen, ist Leistungselektronik erforderlich, die die notwendige Umwandlung vornimmt. Auch die Energiespeichertechnologien, die von Natur aus auf Wechselstrom basieren – wie Pumpspeicherung und Schwungräder – nutzen Leistungselektronik für eine optimale Integration in ein Wechselstromnetz.

Steuerung auf Systemebene

Nachdem es elektrisch an das Stromnetz angebunden ist, muss ein Energiespeichersystem wirksam gesteuert werden. Um allen Energiespeicheranwendungen gerecht zu werden, ist unterschiedliche Hard- und Software erforderlich. Diese reicht von verteilten Leitsystemen für Anwendungen wie Mikronetze bis hin zu speziellen Steuerungssystemen für die Stromerzeugung mit Pumpspeicherwerken.

Steuerung auf Netzebene

Ist ein Energiespeichersystem lokal in das Stromnetz integriert und wird wirksam gesteuert, macht sich sein Nutzen netzweit nur bemerkbar, wenn es mit anderen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Speichersystemen abgestimmt wird. Das Netzmanagementsystem muss in der Lage sein, Betriebsmittel zu verwalten und zu optimieren, die sowohl energie- als auch leistungsbegrenzt sind. Diese Optimierung muss auf der Grundlage wirtschaftlicher und technischer Kriterien erfolgen.

ABB bietet die erforderlichen Lösungen, um dies zu erreichen. Der ABB Ventyx Network Manager™ ist eine vielseitige Netzleitstellenlösung für die Netzbetriebsführung. Das Erzeugungsmanagementsystem (Generation Management System, GMS) von Network Manager – SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)/GMS – ermöglicht eine direkte Einsatzplanung von Massenspeichern wie Pumpspeicherwerken oder größeren Batteriespeichern in Verbindung mit allen anderen Kraftwerken im Netz.

In Netzen mit vielen kleineren, über das gesamte Netz verteilten Speichersystemen und dezentralen Energieressourcen wie dachmontierte Solaranlagen kann das Ventyx Demand Response Management System (DRMS) genutzt werden, um diese zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenzufassen. Dieses kann dann vom Erzeugungsmanagementsystem bei der Einsatzplanung wie ein herkömmliches Kraftwerk behandelt werden.

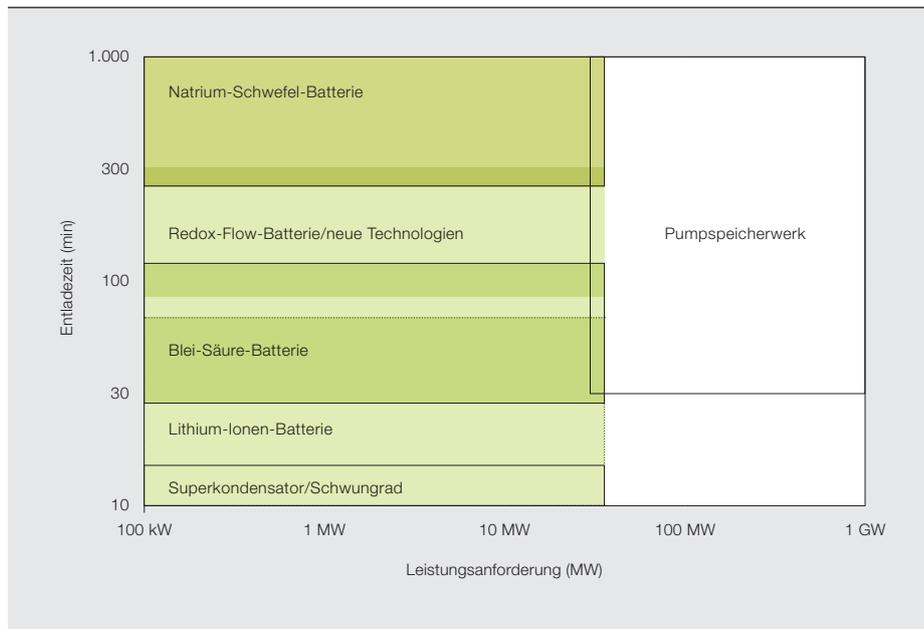
Prognose und Optimierung

Nicht nur die Lasten müssen vorhergesagt werden. Bei einem wachsenden Anteil unbeständiger Energiequellen ist auch eine präzise Vorhersage der Erzeugung notwendig.

Die Ventyx Nostradamus-Lösung ist in der Lage, aus den Daten verschiedener Quellen wie Wetterberichte, historische Daten der regenerativen Erzeugung und Lastdaten Zusammenhänge zu erkennen und mehrere Tage und Stunden im Voraus rollierende Prognosen des Netzzustands zu erstellen.

Neben der Speichertechnologie sind noch weitere Technologien erforderlich. Diese können als drei Schichten betrachtet werden: Energietechnik, Steuerung und „Intelligenz“.

2 Leistungsbereiche und Entladezeiten für verschiedene Energiespeichertechnologien



Ausgereifte Technologie

Alle Schlüsseltechnologien für die Energiespeicherung sind ausgereift und haben sich unter realen Netzbedingungen bewährt. Tatsächlich werden die meisten Technologien wie die Leistungselektronik und Leittechnik vielfach bereits an anderen Stellen im Stromnetz eingesetzt.

Batteriespeicher

Im Jahr 2003 nutzte ABB Batteriespeichertechnik zur Realisierung einer rotierenden Reserve für einen Stromversorger in Alaska (USA). Das Stromrichtersystem mit Nickel-Cadmium-Batterien liefert 27 MW für 15 Minuten und 46 MW für 5 Minuten, was genügend Zeit lässt, um die lokale Erzeugung hochzufahren.

Im Jahr 2011 schloss sich ABB mit einem Schweizer Energieversorgungsunternehmen zusammen, um das größte batteriegestützte Energiespeichersystem seiner Art in der Schweiz in Betrieb zu nehmen. Die 1-MW-Anlage mit Lithium-Ionen-Batterien ist in der Lage, über einen Zeitraum von 15 Minuten Energie aufzunehmen oder abzugeben. Es ist in das Verteilnetz integriert und wird genutzt, um das Leistungsvermögen eines solchen Systems im Hinblick auf den Ausgleich von Spitzenlasten und eine intermittierende Stromversorgung sowie die Eignung der Lösung für die Netzoptimierung zu evaluieren.

Pumpspeicherung

ABB entwickelt seit über 125 Jahren Technologien und Lösungen für die Wasserkraftbranche. In dieser Zeit hat ABB Energie- und Automatisierungstechnik für über 300 Wasserkraftwerke in aller Welt geliefert – von kleinen Anlagen mit 1 oder 2 MW bis hin zu Riesenanlagen mit 10 GW.

Ein jüngstes Beispiel ist ein Pumpspeicherkraftwerk in den Schweizer Alpen, das mit einem drehzahlvariablen Antriebssystem auf Basis des Vollumrichterkonzepts nachgerüstet wurde → 3. Mit 100 MW handelt es sich hierbei um den größten Umrichter dieser Art der Welt.

Schwungradspeicher

In Australien hat ABB zusammen mit einem Stromerzeuger, Netzbetreiber und Energielieferanten sowie anderen Partnern das erste Solar-Diesel-Hybridkraftwerk der Welt mit einem hohen regenerativen Anteil an der Stromproduktion realisiert. Die (schwungrad- oder batteriebasierte) PowerStore™-Technologie und das Automatisierungssystem M+ von ABB ermöglichen es dem Kraftwerk, einen Solaranteil an der Stromerzeugung von 65 % im Jahr und einen zeitweiligen Anteil von bis zu 100 % zu erreichen.

Steuerung auf Netzebene, Prognose und Optimierung

Die Netzleitstellenlösung ABB Ventyx Network Manager ist in den letzten 25 Jahren weltweit über 400-mal instal-



Alle diese Puzzle-
teile zu kennen
und zu verstehen,
wie sie zusammen-
passen, ist ent-
scheidend für
die Festlegung
einer durchgängi-
gen Architektur.

liert worden. Das in Network Manger enthaltene SCADA/GMS-Erzeugungsmanagementsystem ist somit eine vielfach bewährte Lösung, die das Management von Pumpspeicherwerken zusammen mit allen anderen Formen der Energieerzeugung ermöglicht.

In Deutschland hat sich ABB mit einer Universität und einem Infrastruktur- und Energiedienstleister zusammengeschlossen, um im Rahmen eines Projekts die Fähigkeit eines Energiemanagementsystems zur Integration von erneuerbaren Energien, Energiespeichern, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) und Elektrofahrzeugen in das Stromnetz zu demonstrieren. Die ABB-Lösung beinhaltet die Implementierung des Ventyx DRMS zur Erstellung eines virtuellen Kraftwerks und das ABB-Leitsystem MicroSCADA Pro

zur lokalen Überwachung und Steuerung der einzelnen Ressourcen.

Durchgängige Architektur

Die Notwendigkeit der Energiespeicherung im Stromnetz hat es immer gegeben, doch in der Vergangenheit wurde sie größtenteils durch die Speicherung von Brennstoffen für fossil befeuerte Kraftwerke und durch das Bereithalten eines Teils der Kraftwerkskapazität als Reserve erfüllt. Bei einer verstärkten Nutzung von Wind- und Sonnenenergie muss das Netz in der Lage sein, elektrische Energie zu speichern, nachdem sie erzeugt wurde.

Jede Energiespeichertechnologie hat ihre Vor- und Nachteile, die vollständig verstanden werden müssen. Außerdem muss jede Technologie steuerbar sein, damit sie in vollem Umfang genutzt werden kann.

Sind die physischen Betriebsmittel und die Steuerungsmöglichkeit vorhanden, kommt es auf die Fähigkeit an, die richtigen Entscheidungen für einen bestmöglichen Einsatz zu treffen. Dazu sind genaue Vorhersagen des Netzzustands und der Speichersysteme selbst erforderlich. Um dies zu erreichen, ist eine neue Stufe der „Intelligenz“ notwendig.

Alle diese Puzzleteile zu kennen und zu verstehen, wie sie zusammenpassen, ist entscheidend für die Festlegung einer durchgängigen Architektur für die Energiespeicherung im Netz.

Stephen Clifford

ABB Smart Grids
Zürich, Schweiz
stephen.clifford@ch.abb.com

Weiterführende Literatur

www.abb.com/smartgrids
H. Schlunegger.: „Effizienter Pumpen – Ein 100-MW-Umrichter für das Pumpspeicherwerk Grimsel 2“. *ABB Review* 2/2014. S. 42–47

Literaturhinweise

- [1] B. Koch, B. Husain: „Intelligente Elektrizität – Effizienter Energie für eine nachhaltige Welt“. *ABB Technik* 1/2010. S. 6–9
- [2] A. Oudalov et al. (2008): „Utility scale applications of energy storage“. Energy 2030 Conference. Atlanta, GA
- [3] J. J. Simond et al. (1999): „Expected benefits of adjustable speed pumped storage in the European network“. *Hydropower into the next century*. S. 579–585
- [4] J. Svensson et al.: „Improved power system stability and reliability using innovative energy storage technologies“. *AC and DC Power Transmission*. IET 2006. S. 220–224
- [5] C. Ryttoft et al.: „Halbleiter entmystifiziert – Teil 1: Die Chips im Herzen moderner Stromnetze“. *ABB Technik* 3/2010. S. 27–32



Land in Sicht

Analyse der Kosteneffizienz von Emissionsreduktionen durch landseitige Stromversorgung

PETR GURYEV – Rund 4 bis 5 % der weltweiten Emissionen werden von der Seeschifffahrt erzeugt, wobei etwa 7 % der Emissionen eines Schiffs im Hafen anfallen. Seit einigen Jahren steht die Reduzierung der Emissionen von Schiffen im Hafen zunehmend im Blickpunkt. Von den zur Verfügung stehenden Technologien wie Flüssigerdgas (LNG), Wäscher und gereinigte Kraftstoffe ist die Landstromversorgung die wirksamste Lösung. Nur durch den Anschluss der Schiffe an das Landstromnetz lassen sich Hafenemissionen vollständig reduzieren. Hinzu kommt, dass der Landstrom häufig günstiger und sauberer zu produzieren ist. Seit der Bereitstellung des ersten Hochspannungs-Landanschlusses der Welt im Hafen von Göteborg (Schweden) im Jahr 2000 bietet ABB entsprechende Lösungen an.

Seit diesem ersten Landanschluss wurden viele weitere Anschlüsse dieser Art realisiert. Um die Weiterentwicklung von Landanschlussprojekten anzukurbeln, bieten einige Regierungen Subventionen oder steuerliche Anreize. Nahezu alle weltweit realisierten Projekte wurden in irgendeiner Form von staatlicher Seite oder durch Fördermittel subventioniert. In Nordamerika fiel die Entwicklung von Landanschlussprojekten dem Kreuzfahrt- und Containersegment zu, gesetzlich geregelt durch den Staat Kalifornien und später finanziell unterstützt durch die US-amerikanische und kanadische Regierung. Die direkte Handelsroute für Containerschiffe zwischen Ostasien und der Westküste der USA, wo es bereits entsprechende Anforderungen im Hinblick auf die landseitige Stromversorgung gibt, ist ein wichtiger Antriebsfaktor für neue Landanschlussprojekte in Asien im gleichen Segment. In Europa gibt es die meisten Projekte im Segment RoRo/RoPax/Fähren¹, was eher betriebswirtschaftliche als gesetzliche Gründe hat.

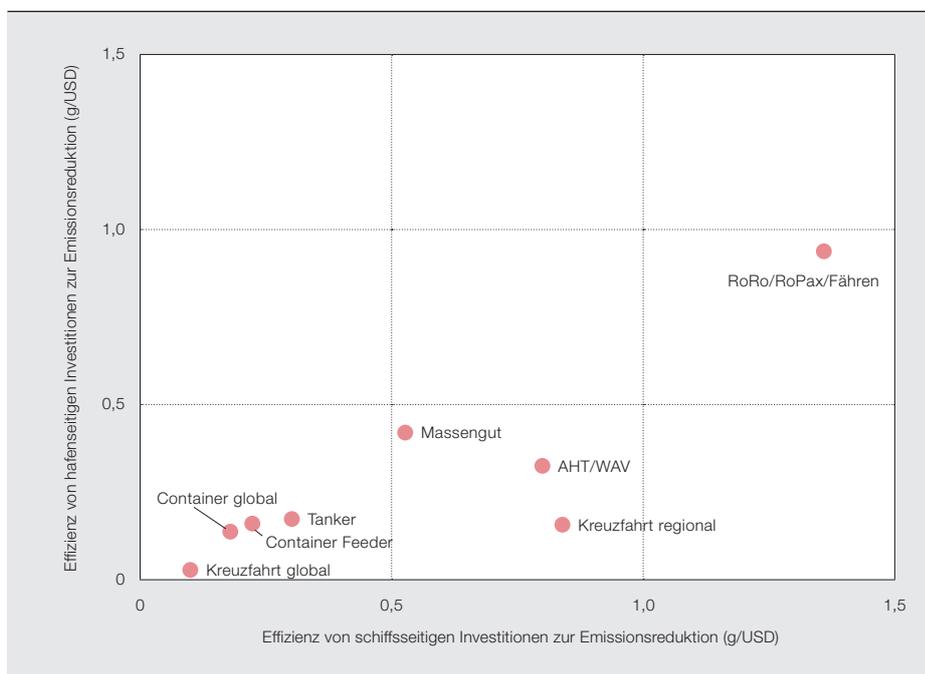
Verschiedene Schiffstypen haben unterschiedliche Bedürfnisse im Hafen, verbringen unterschiedlich viel Zeit dort und haben unterschiedliche Leistungsanforderungen – d.h. jeder Schiffstyp besitzt ein einzigartiges jährliches Emissions-

1 Typische Anforderungen verschiedener Segmente der Seeschifffahrt im Hafen

Schifffahrtssegment	Durchschn. Nennleistung (kW)	Anzahl Besuche im selben Hafen (p. a.)	Zeit im Hafen pro Besuch (h)	Investitionen*	
				Schiff (Tausend USD)	Hafen (Tausend USD)
Kreuzfahrt (250+ m u. regionale Fahrten)	10.000	16	15	1.170	6.500
Kreuzfahrt (250+ m u. globale Fahrten)	10.000	2	15	1.170	6.500
RoRo/RoPax/Fähren	1.500	156	6	975	1.430
Container (2.500+ TEU Feederverkehr)	1.200	52	9	1.040	1.430
Container (5.000+ TEU globaler Verkehr)	2.500	8	24	1.040	1.430
Tanker	1.200	20	24	780	1.430
Massengut	800	5	168	520	650
AHT/WSV (Anchor Handling Tugs/Well Stimulation Vessels)	80	80	24	78	195

* Für die elektrische Infrastruktur zum Anschluss eines Schiffs zur Zeit

2 Kosteneffizienz von Investitionen in Landanschlussprojekte in ECAs zur Senkung der SO₂-Emissionen in Häfen für verschiedene Schifffahrtssegmente



profil. Außerdem variieren die Investitionskosten für schiffs- und hafenseitige Infrastrukturen je nach Segment. Folglich fällt auch die Kosteneffizienz von Landanschlussprojekten im Hinblick auf die Emissionsreduktion in den verschiedenen Schifffahrtssegmenten unterschiedlich aus. Aus diesem Grund ist eine genaue Methode zur Messung und Analyse der Kosteneffizienz der Emissionsreduktion notwendig.

Typische Parameter der wichtigsten Seeschifffahrtssegmente sind in → 1 aufgeführt. Die Segmente Kreuzfahrt und Container sind in jeweils zwei Untersegmente mit unterschiedlichen Hafenbesuchsprofilen und – im Fall der Containerschiffe – unterschiedlichen Leistungsanforderungen unterteilt.

Der jährliche Energieverbrauch eines Schiffs im Hafen lässt sich anhand folgender Formel berechnen:

$$\text{Energie [kWh]} = \text{Leistung im Hafen [kW]} \cdot \text{Anzahl der Hafenbesuche [Male]} \cdot \text{Zeit im Hafen [h]}$$

Geht man davon aus, dass alle Schiffe über neue Generatoren verfügen und ähnlichen Kraftstoff verwenden – MDO/MGO (Schiffsdieselöl/Schiffsgasöl) – kann

Titelbild

Im Jahr 2012 belieferte ABB den fünfgrößten Hafen Schwedens, Ystad, mit einer schlüsselfertigen Lösung zur Landstromversorgung von RoRo-/RoPax-/Fährschiffen.

Fußnote

1 RoRo (Roll-on/Roll-off) ist ein Schiffstyp zum Transport rollender Ladung, meistens Pkw und Lkw. RoPax-Schiffe sind RoRo-Schiffe mit Passagierkapazitäten.

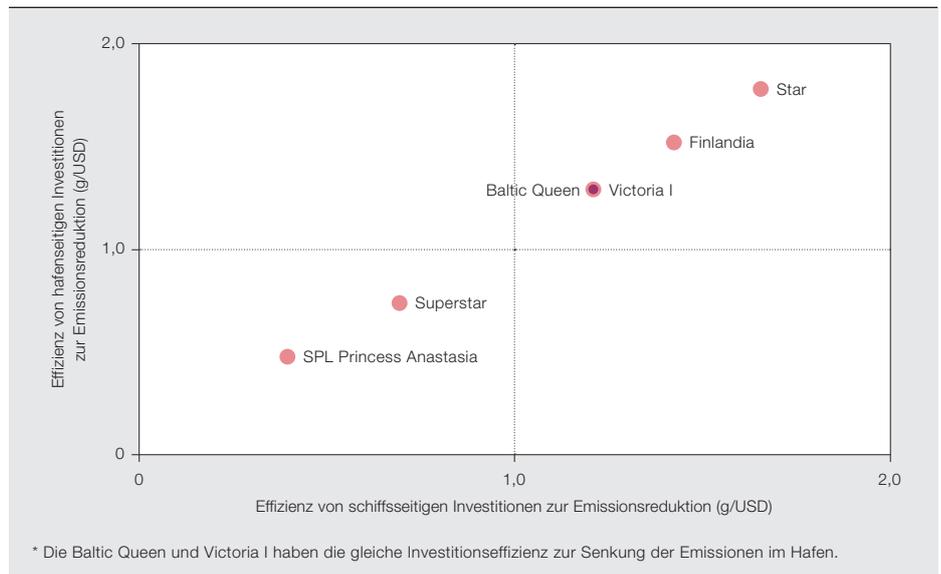
Die Kosteneffizienz der Emissionsreduktion zeigt, um wie viel die Hafenemissionen im Jahr für jeden Dollar reduziert werden können, der in die Landstromversorgung investiert wird.

3 RoPax-Schiffe, die regelmäßig den Hafen von Tallinn in Estland anlaufen

Reederei	Schiff	Geschätzte Hafebesuche (p. a.)	Durchschn. (gewichtete) Zeit im Hafen (h)	Investitionen	
				Schiffseitig (Tausend USD)	Landseitig* (Tausend USD)
St. Peter Line**	SPL Princess Anastasia	50	7,5	780	650
Tallink Silja	Victoria I	180	8	975	910
Tallink Silja	Baltic Queen	180	8	975	910
Eckerö	Finlandia	600	3,75	975	910
Viking Line	Viking XPRS	734	5,6	975	910
Tallink Silja	Star	1.095	3	975	910
Tallink Silja	Superstar	1.095	1	975	910

* Investitionen fallen niedriger aus, weil für die Schiffe keine Frequenzumwandlung erforderlich ist.
 ** Es werden die Investitionskosten für den Niederspannungs-Landanschluss betrachtet.

4 Effizienz von Investitionen in Landanschlussprojekte zur Senkung der SO₂-Emissionen für regelmäßige RoPax-Schiffe/Fähren in Tallinn*



die jährliche Emissionsreduktion im Hafen mit folgender Formel berechnet werden:
 $Emissionen [g] = Energie [kWh] \cdot Kraftstoffemissionen [g/kWh]$

Da SO₂ als eines der schädlichsten Abgase gilt, wurde es von ABB als Vergleichsgröße gewählt. In sogenannten Emissionsüberwachungsgebieten (Emission Control Areas, ECAs) gilt ein gesetzlich festgelegter maximaler Schwefelgehalt im Kraftstoff von 0,1 %. Der maximale SO₂-Ausstoß in ECAs beträgt 0,41 g/kWh.² Die Effizienz von Investitionen in Landanschlussprojekte zur Reduzierung der SO₂-Emissionen im Hafen für verschiedene Schifffahrtssegmente ist in → 2 dargestellt.

Die Kosteneffizienz von Landanschlüssen entspricht dem Verhältnis der jährlichen Emissionen im Hafen zu den Kapitalinvestitionen in elektrische Infrastruktur an Bord oder im Hafen. Geht man davon aus, dass die Generatoren der Schiffe in allen Seg-

menten gleich alt sind und im Hafen die gleiche Art von Kraftstoff verbrauchen (MDO/MGO), können die Kraftstoffemissionen gleichgesetzt werden. Die Kosteneffizienz der Emissionsreduktion zeigt, um wie viel die Hafenemissionen im Jahr für jeden Dollar reduziert werden können, der in schiffs- oder landseitige Anlagen für die Landstromversorgung investiert wird.

Die Kosteneffizienz der Emissionsreduktion durch Landstromversorgung ist für schiffs- und landseitige Investitionen im Segment der RoRo-/RoPax-/Fährschiffe am höchsten. Dabei hängt die Emissionsreduktion direkt vom Energieverbrauch ab. Wenn der Hafen oder das Schiff in der Lage wäre, für jede Kilowattstunde Land-

strom eine feste Summe zu verdienen bzw. zu sparen, könnte die Effizienz der Investitionen als Vergleichsgröße für die Amortisationszeit in verschiedenen Segmenten genutzt werden. Die Amortisationszeit für ein Landanschlussprojekt wäre für die land- und schiffsseitige Infrastruktur im Segment RoRo-/RoPax-/Fähren am kürzesten. Anzumerken ist, dass dieser Ansatz auf einem typischen Profil der Schifffahrtssegmente basiert, es aber auch Projekte geben kann, in denen Schiffe eine bessere oder schlechtere Kosteneffizienz der Emissionsreduktion aufweisen können.

Am 26. März 2014 verabschiedete die Europäische Kommission den Durchführungsbeschluss über die Festlegung eines mehrjährigen Arbeitsprogramms für die finanzielle Unterstützung im Bereich Verkehr der Fazilität „Connecting Europe“ (CEF) für den Zeitraum 2014–2020, die wiederum die Entwicklung des transeuropäischen Verkehrsnetzes (Trans-European Transport

Fußnote

² Für gereinigte Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt von 0,1 % gemäß ABB Business-Case-Tool. Für Bereiche außerhalb von ECAs beträgt der maximale Schwefelgehalt im Kraftstoff 3,5%. Der maximale SO₂-Ausstoß beträgt 14,35 g/kWh.



Die Landstromversorgung ist eine wohletablierte Lösung zur vollständigen Reduktion der Schiffsemissionen im Hafen.

Network, TEN-T) unterstützt. Die TEN-T-Leitlinien³ sehen 64 Kernhäfen vor, die für eine finanzielle Unterstützung von Landanschlussprojekten entsprechend den Prioritäten des Meeresautobahnen-Konzepts (Motorways of the Sea)⁴ der EU in Frage kommen. Gemäß der CEF-Verordnung könnten solche Landanschlussprojekte bis zu 20 % der Förderung erhalten – vorausgesetzt, es wird eine angemessene Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Auf der Grundlage des oben beschriebenen Ansatzes wurde eine Kosten-Nutzen-Analyse für RoPax-Schiffe durchgeführt, die regelmäßig den Hafen von Tallinn (Estland) anlaufen → 3.

Die Hafenbehörde in Tallinn erwägt die Installation einer Landstromversorgung für Schiffe und möchte angesichts eines begrenzten Budgets in das Segment investieren, das die höchste Kosteneffizienz der Emissionsreduktion aufweist. Bei den Fährverbindungen zwischen den baltischen Staaten, Finnland und Schweden herrscht ein starker Wettbewerb. Je nach Nachfrage und Unternehmensleistung tauschen die Reedereien die Schiffe häufig zwischen den Verbindungen aus. Daher lassen sich für bestimmte Schiffe nur schwer langfristige Fahrpläne und die Dauer ihrer regelmäßigen Aufenthalte im

Hafen vorhersagen. Die Analyse der Kosteneffizienz von Emissionsreduktionen basiert auf den Ergebnissen der Fahrpläne, die im Juni 2014 erfasst wurden. Die Tallink Europa ist aufgrund ihrer rückwärtigen Verwendung aus der Analyse ausgeschlossen. Gleiches gilt für die LNG-betriebene Viking XPRS, die bereits über einen reduzierten Schadstoffausstoß im Hafen verfügt. Die Investitionskosten wurden für eine schlüsselfertige Anlage berechnet. Die Parameter der RoPax-Schiffe, die den Hafen von Tallinn regelmäßig anlaufen, sind in → 3 aufgeführt.

Von den Schiffen, die den Hafen von Tallinn anlaufen, verfügt nur die Princess Anastasia über den notwendigen Anschluss für eine landseitige Stromversorgung und nur für Niederspannung mit maximal 2.700 kW/0,4 kV. Das Anschlussfeld an Bord des Schiffs wurde für die Landstromversorgung in Stockholm installiert, wo der Strom aufgrund der reduzierten Verbrauchssteuern sehr viel günstiger ist (siehe „Saubere Luft im Hafen“ in der *ABB Review* 3/2014). Für die Princess Anastasia wird von einem durchschnittlichen Nennleistungsbedarf von 2.000 kW ausgegangen. Laut einer von ABB durchgeführten Studie beträgt der Nennleistungsbedarf bei einer Landstromversorgung für die Victoria I und die Baltic Queen ebenfalls um die 2.000 kW mit Spitzenwerten von 2.500 kW. Geht man davon aus, dass alle anderen Schiffe im Durchschnitt 1.500 kW benötigen, liegt der Bedarf der Tallink Star aufgrund der Nachtaufenthalte bei etwa 1.200 kW, weil dann die Leistungsanforderungen geringer sind. Der Hafen von Tallinn befindet sich in einem ECA, in dem ein Höchst-

wert für SO₂-Emissionen aus Kraftstoffen von 0,41 g/kWh gilt. Geht man davon aus, dass Schiffe, die MDO/MGO verwenden, die gleiche Menge ausstoßen, kann die Effizienz von Investitionen zur Reduzierung der Hafenemissionen durch Landstromversorgung bestimmt werden → 4.

Der beste ökologische Nutzen

Finanzielle Unterstützung ist ein bewährtes Mittel, um die Entwicklung von umweltorientierten und kapitalintensiven Projekten anzukurbeln. Bei der zur Verfügung stehenden finanziellen Unterstützung für die Entwicklung einer TEN-T-Infrastruktur für Häfen ist es wichtig, die Fördermittel an die kosteneffektivsten Projekte zu verteilen. Die Landstromversorgung ist eine wohletablierte Lösung zur vollständigen Reduktion der Schiffsemissionen im Hafen → 5. Obwohl die Effizienz von Investitionen in eine Landstromversorgungsinfrastruktur je nach Schiffstyp erheblich variieren kann, weisen RoRo-/RoPax-/Fährschiffe generell die höchste Kosteneffizienz auf und werden daher für eine priorisierte Umsetzung im Rahmen der TEN-T-Hafeninfrastruktur empfohlen.

Petr Guryev

Ehemals ABB Smart Grids

petr.guryev@gmail.com

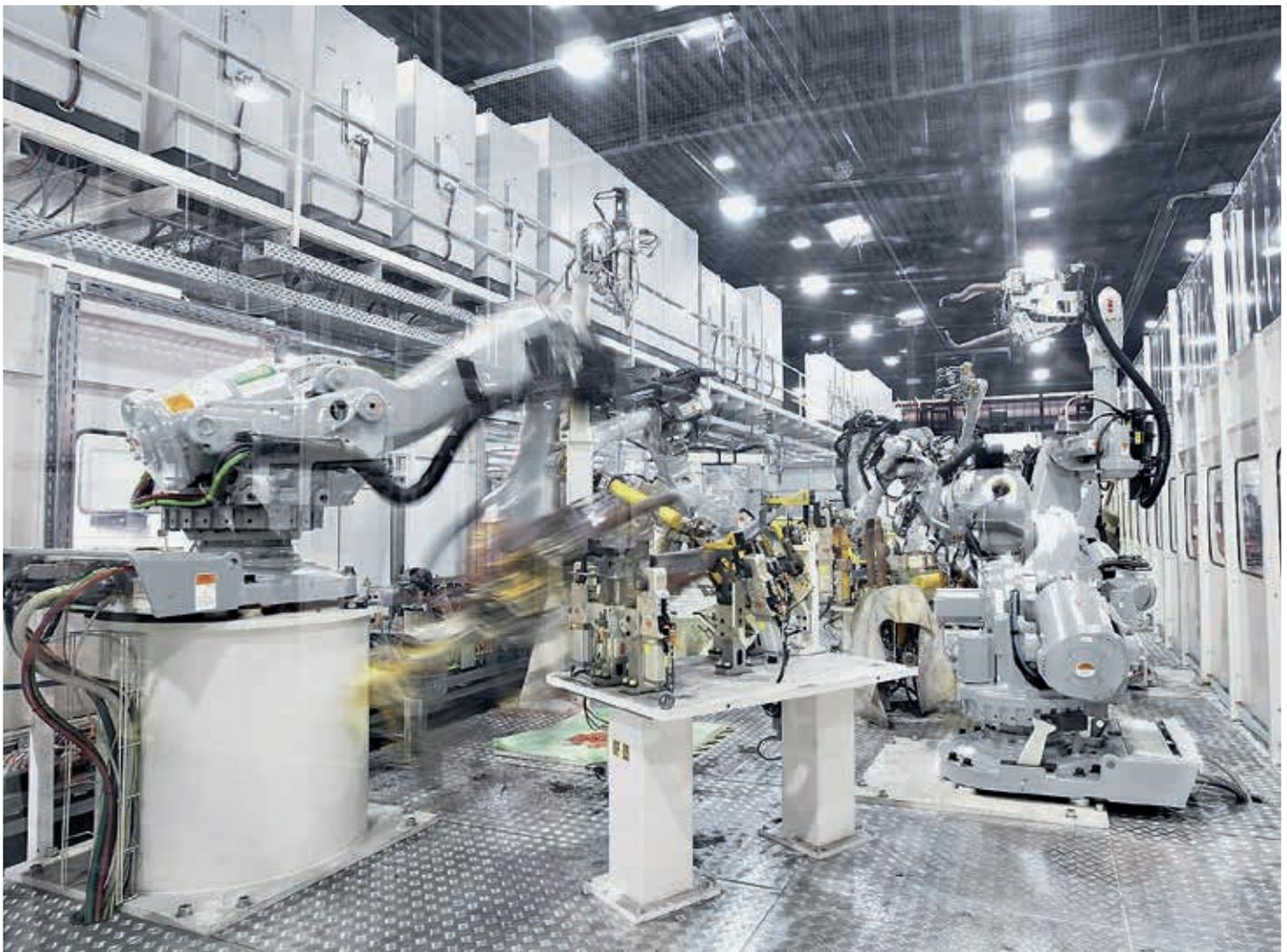
Weitere Informationen über das Angebot von ABB für die Landstromversorgung finden Sie unter www.abb.com/ports oder schreiben Sie an shore-to-ship@ch.abb.com.

Weiterführende Literatur

P. Guryev: „Saubere Luft im Hafen – Steuerliche Anreize können die Luftqualität in Häfen verbessern“. *ABB Review* 3/2014. S. 76–79

Fußnoten

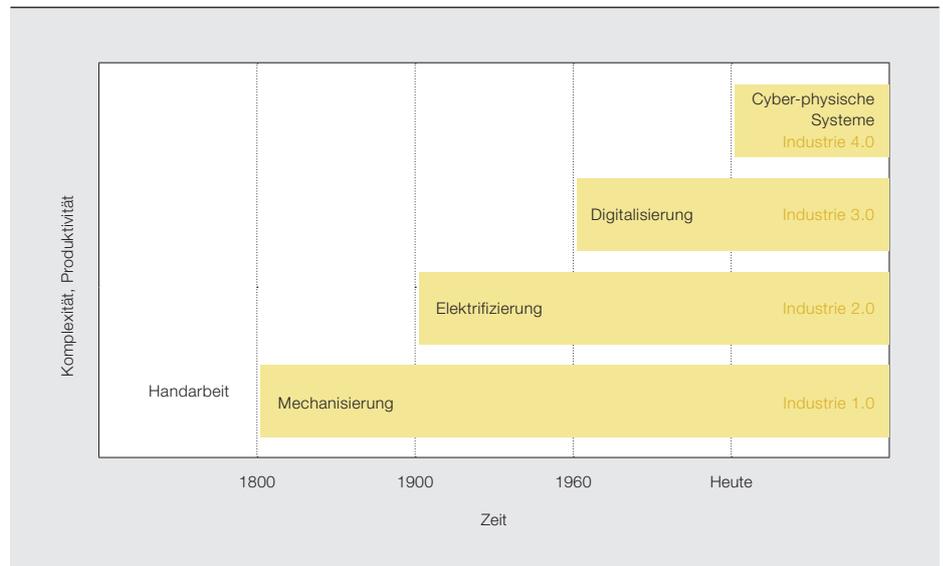
- 3 European Commission (September 2013): „The Core Network Corridors“. Verfügbar unter: http://www.tentdays2013.eu/Doc/b1_2013_brochure_lowres.pdf
- 4 Motorways of the Sea ist ein TEN-T-Projekt mit dem Ziel, umweltfreundliche, rentable, attraktive und effiziente Verkehrsverbindungen auf dem Seeweg zu fördern. Siehe: www.mos-helpdesk.eu
- 5 Gemäß Durchführungsbeschluss der Kommission C(2014) 1921



Eine neue Ära

ABB arbeitet mit führenden Industrieinitiativen an der Einleitung einer neuen industriellen Revolution

MARTIN W. KRUEGER, RAINER DRATH, HEIKO KOZIOLEK, ZIED M. OUERTANI – Ein neues Zeitalter der industriellen Innovation liegt vor uns. Die als vierte industrielle Revolution bezeichnete tiefere Vernetzung der digitalen Welt mit der Welt der Maschinen hat das Potenzial, die globale Industrie grundlegend zu verändern. Diese neue Stufe der Industrialisierung, auf der Internet und Produktion zusammentreffen, ist Gesprächsthema auf den Konferenzen und Treffen der Fertigungs- und Prozessindustrie. Die Plattform Industrie 4.0 ist eines von mehreren Projekten mit dem Ziel, die Wirtschaft auf die vierte industrielle Revolution vorzubereiten. ABB arbeitet mit der Plattform Industrie 4.0 und den entsprechenden Arbeitsgruppen von Industrieverbänden¹ zusammen, um die Auswirkungen dieser mit Spannung erwarteten neuen Stufe der Industrialisierung sowie deren technische Umsetzung für ABB-Kunden mitzugestalten.



Die Welt steht an der Schwelle einer neuen industriellen Revolution. Auslöser hierfür ist das Zusammentreffen des globalen industriellen Systems mit fortschrittlicher Datenverarbeitung, Analyse, kostengünstiger Sensorik und einem neuen Maß an Konnektivität durch das Internet.

Die erste industrielle Revolution begann Ende des 18. Jahrhunderts mit der Erfindung des mechanischen Webstuhls, als Handarbeit durch mechanische Arbeit ersetzt wurde.

In den nächsten 150 Jahren setzte sich die Revolution durch weitere Mechanisierung und die Kombination von Dampf- und Wasserkraft fort. Die zweite Stufe kam mit der Elektrifizierung und Automatisierung. Mit jeder Stufe stieg die Produktivität gegenüber der vorherigen steil an.

Titelbild

Robotik ist nur ein Bereich, in dem ABB die vierte industrielle Revolution vorbereitet.

Fußnoten

- 1 Zu den Arbeitsgruppen gehören Verbände wie Plattform Industrie 4.0, VDMA, ZVEI und VDI/VDE.
- 2 Die Automatisierungspyramide ordnet die Geräte und Systeme einer Produktionsumgebung einzelnen Stufen zu.

Die dritte und jüngste Stufe der industriellen Revolution begann im Jahr 1969 mit der Einführung der ersten digitalen, frei programmierbaren Steuerungssysteme, die traditionelle, fest verdrahtete analoge Logik und Steuerungsprogramme ersetzen. Diese Stufe bildete die Grundlage der heutigen Automatisierungspyramide² und moderner Prozessleitsysteme und dauert bis heute an. Ein Überblick über die bisherigen industriellen Revolutionen ist in → 1 dargestellt.

Die nächste Stufe der Industrialisierung

Mit dem Aufkommen des Internets in der Welt der Verbraucher in den 1990er Jahren veränderte sich das tägliche Leben grundlegend durch soziale Netzwerke, Online-Fernsehen und den unmittelbaren Zugang zu riesigen Informationsmengen.

Eine ähnliche Revolution wird nun in der Industrie erwartet. Staatliche und Industriekonsortien rund um die Welt beobachten einen verstärkten Trend zur Nutzung von Internet-Technologie in industriellen Produktionssystemen. Geräte in der Produktionsumgebung werden zunehmend (drahtlos) miteinander und mit Netzwerken (z. B. private Netzwerke oder das Internet) verbunden. Irgendwann werden industrielle Produktionssysteme in der Lage sein, autonom Informationen auszutauschen, Vorgänge auszulösen und sich gegenseitig selbstständig zu steuern.

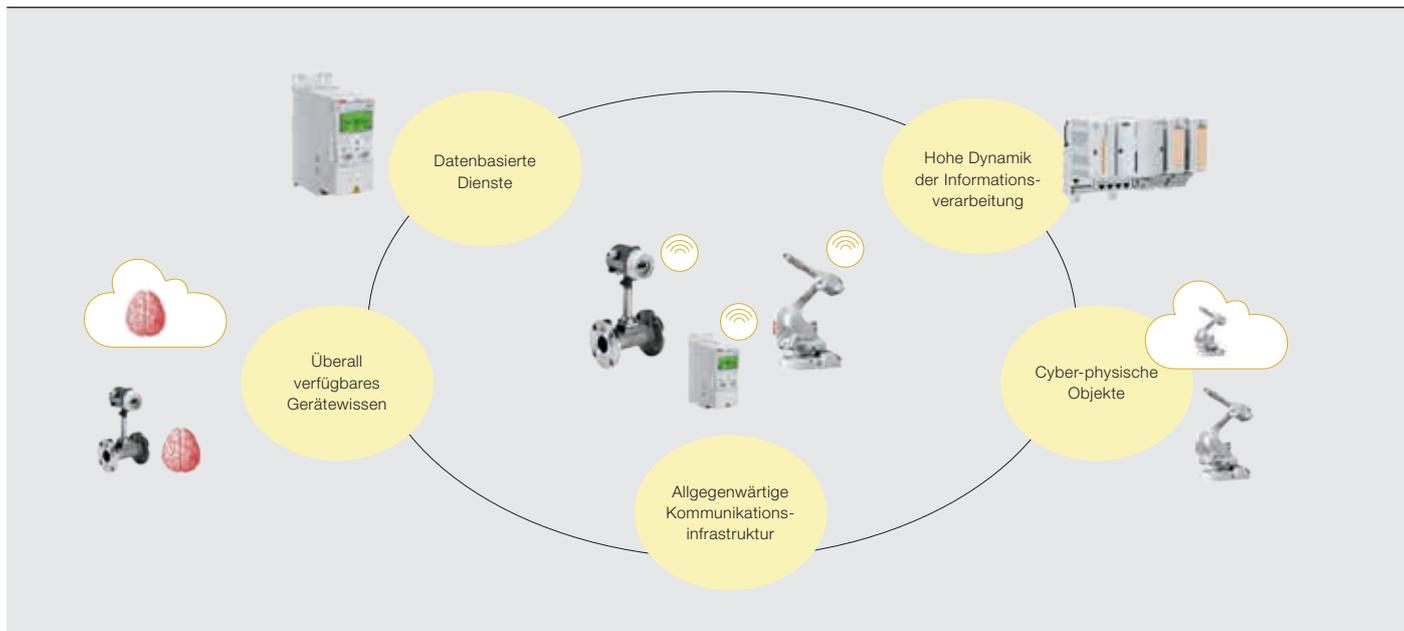
Die Arbeitsgruppen, die dieses neue Konzept entwickeln, sind sehr verschieden, sodass die Beschreibung des Konzepts und auch sein Name variieren. So wurde der Name Industrie 4.0 von der deutschen Plattform geprägt, während sich eine ähnliche Initiative in den USA „Industrial Internet“ nennt [1, 2]. Beide Initiativen basieren auf Technologien, die mit dem „Internet of Things“ (die allgegenwärtige Verbindung aller Geräte wie Armbanduhren, Autos, Kühlschränke usw. mit dem Internet) und cyber-physischen Objekten (einer Kombination aus physischen Objekten und Softwaresystemen) zusammenhängen. Ziel der Bemühungen ist es, die globale Industrie auf das Erwartete vorzubereiten. ABB ist nicht nur aktiv an den entsprechenden Initiativen und Komitees beteiligt, sondern ist

Ziel der Bemühungen ist es, die globale Industrie auf das Erwartete vorzubereiten.

auch dabei, durch Forschungs- und Entwicklungsprojekte die zukünftigen technischen Möglichkeiten für ihre Kunden zu formen.

Technische Treiber für Industrie 4.0

Das Vorhaben von Industrie 4.0 wird durch eine Reihe von technischen Entwicklungen vorangetrieben [3] → 2. So wird die notwendige Kommunikationsinfrastruktur mit sinkendem Preis und steigender Verfügbarkeit der Technik in Pro-



Geräte, Maschinen und Anlagen werden in der Lage sein, über die physische Darstellung hinaus Wissen über sich selbst zu speichern.

duktionsanlagen allgegenwärtig verfügbar sein. Diese Netzwerkverfügbarkeit bildet die Grundlage für Aufgaben wie Datenerfassung, Engineering, Betrieb, Wartung und erweiterte Dienste.

Ist ein Netzwerk vorhanden, werden weitere Geräte, Maschinen und Anlagen entweder mit dem Internet oder einem privaten Unternehmensnetzwerk verbunden. Alle verbundenen physischen Objekte werden zusätzlich durch Datenobjekte im Netzwerk repräsentiert. Diese Datenobjekte stellen somit eine zweite virtuelle Identität in der Cyberwelt dar, die als cyber-physische Objekte bezeichnet werden. Diese Objekte sind leicht zu lokalisieren, zu erkunden und zu analysieren und enthalten Informationen über ihre Funktionalität sowie ihre Anforderungen.

Geräte, Maschinen und Anlagen werden in der Lage sein, über die physische Darstellung hinaus Wissen über sich selbst direkt am Datenobjekt im Netzwerk zu speichern. Jedes dieser Objekte kann Updates über seinen aktuellen Status, Historien, entsprechende Dokumentationen oder technische Anforderungen im Netzwerk veröffentlichen. Solche Informationen können dann auf einfache Weise vom Eigentümer des Geräts, Servicetechniker oder von übergeordneten Systemen aktualisiert werden.

Als Teil eines cyber-physischen Systems werden intelligente Algorithmen und eingebettete Software in der Lage sein,

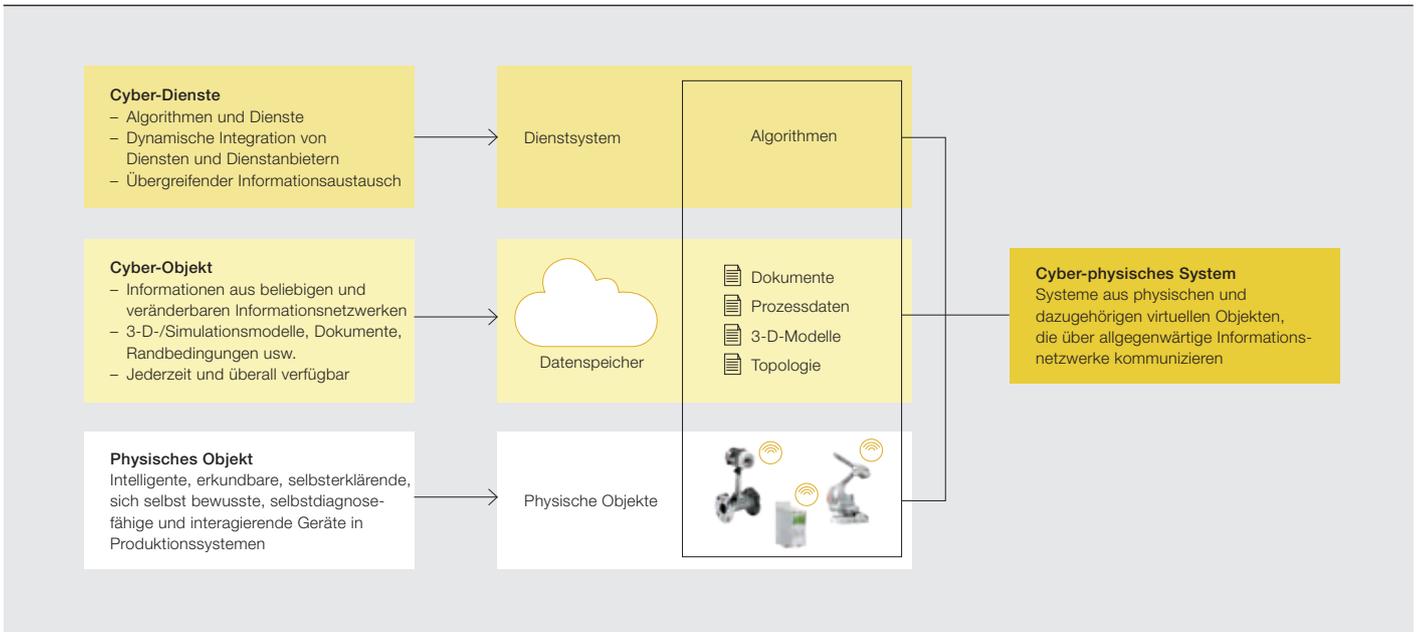
diese neuen Datensätze zu nutzen, um wertschöpfende Dienste bereitzustellen, die vorher nicht oder nicht wirtschaftlich realisierbar gewesen wären → 3. Dieser Bereich ist Gegenstand der Forschung [4], doch aus heutiger Sicht stellen dezentrale oder datenbasierte Services die ersten Schritte in Richtung dieser neuen Dienste dar.

Die zunehmende Integration cyber-physischer Objekte in ein Netzwerk mit Internettechnologie führt unweigerlich zu einem höheren Maß an Informationsverarbeitung. Dies wiederum öffnet bekannten

Alle verbundenen physischen Objekte werden zusätzlich durch Datenobjekte im Netzwerk repräsentiert.

Konzepten aus dem Consumer-Bereich Türen zum Business-to-Business-Bereich. Beispiele hierfür sind Plug & Play und Plug & Produce. Plug & Play sorgt u. a. dafür, dass Treiber automatisch aus dem Netz heruntergeladen und aktualisiert werden, wenn eine USB-Maus an einen Computer angeschlossen wird. Plug & Produce ermöglicht den Austausch eines Geräts durch ein neues, das dann ohne

3 Cyber-physisches System



4 Industrielle Anforderungen an die vierte industrielle Revolution



manuelles Engineering, Inbetriebnahme oder Service automatisch funktioniert.

Cyber-physische Systeme gibt es im Business-to-Consumer-Bereich bereits seit einiger Zeit. Ein Beispiel für die Anwendung dieses Konzepts ist der Kauf von Kraftstoffen an deutschen Tankstellen. Die Tankstellen senden ihre Preise an eine zentrale Meldestelle. Dort werden alle Tankstellen durch virtuelle Datenobjekte im Internet repräsentiert.

Der Nutzen einzelner isolierter Datenobjekte ist minimal. Doch dank fortschrittlicher mobiler Technologien und Smartphone-Apps können Millionen von Nutzern nun informierte Entscheidungen für den Kraftstoffkauf treffen, indem sie sich

die aktuellen Preise an ihren jeweiligen Standorten ansehen. In diesem Beispiel gliedert sich die Architektur des cyber-physischen Systems in: das physische Objekt (Tankstelle), das Cyber-Objekt (das Datenobjekt mit Preisen) und die Softwareschicht (die Smartphone-Apps).

Industrielle Anforderungen

Die Einführung von Kommunikations- und Internettechnologien in der industriellen Produktion birgt enormes Potenzial zur Steigerung der Produktivität und Flexibilität, sorgt aber auch für Bedenken, insbesondere bei Anlagenbetreibern, die Investitionen, Know-how, Produktionskapazitäten und Profitabilität in ihren Anlagen bewahren. Bei den derzeitigen Visionen von Industrie 4.0 bleibt die Wertschöpfung noch zu bestimmen. Für eine nachhaltige Akzeptanz der nächsten industriellen Revolution müssen aber auf jeden Fall einige praktische Anforderungen erfüllt werden → 4:

- Zum Schutz der Investitionen muss neue Technologie schrittweise in bestehende Anlagen eingeführt werden. So wird sichergestellt, dass vorhandene Maschinen und Technologie nicht beeinträchtigt werden.
- Um die Stabilität aufrechtzuerhalten, dürfen Internettechnologien die Produktion nicht gefährden – weder durch Netzausfälle noch durch widerrechtlichen Fernzugriff auf Betriebsmittel.
- Der Zugriff auf anlagenspezifische Daten muss für den Anlagenbetreiber

Intelligente Algorithmen und eingebettete Software werden in der Lage sein, diese neuen Datensätze zu nutzen.

Die Topologie ermöglicht eine schrittweise Einführung neuer Technologien und Produktionsprozesse.

für den Nutzer. Die Produktion ist nicht abhängig vom Industrie-4.0-Netzwerk, sodass Ausfälle im Netz die Produktion nicht beeinträchtigen.

Im ersten Schritt zur Umsetzung dieser Topologie werden Betriebsmittel, Geräte, Produktionslinien und Fabriken mit Lesezugriff an das Industrie-4.0-Netzwerk angeschlossen (gelbe Markierung). Autorisierte Teilnehmer können z. B. Geräte-IDs, Diagnosedaten, Parameter oder Produktionsdaten auslesen. Diese Daten bilden die Grundlage für zukünftige Industrie-4.0-Wertschöpfungsprozesse. In einem zweiten Schritt werden Schreibzugänge mit einer Prüfinstanz eingeführt, die unbeabsichtigte Auswirkungen auf die laufende Produktion verhindert.

Die Daten des gelben Industrie-4.0-Netzwerks werden in einem privaten, sicheren Datensystem gespeichert. Der Zugriff auf die Daten wird vom Eigentümer der Daten, z. B. dem Anlagenbetreiber, kontrolliert. Die Veröffentlichung dieser Daten im Industrie-4.0-Dienstsystem wird durch Schnittstellen und Rechtssysteme gesteuert. Eine Wertschöpfung erfolgt entweder durch Dienste innerhalb des privaten Datensystems oder durch Drittanbieter-Dienste innerhalb des Industrie-4.0-Dienstsystems.

Die Integrationstopologie berücksichtigt die Anforderungen der Industrie im Hinblick auf Investitionsschutz, Systemstabilität, Kontrollierbarkeit und Datensicherheit. Der Lenkungsreis der Plattform Industrie 4.0 hat diese Topologie als exemplarische Integrationstopologie veröffentlicht [5].

Was ist neu, was nicht

Viele Komponenten der vierten industriellen Revolution sind nicht neu. Cloud-Technologie, Netzwerkgeräte, Kommuni-

kationsschnittstellen und datenbasierte Dienste gibt es bereits in vielen anderen Bereichen. Zum Erreichen der nächsten Stufe müssen jedoch eine Reihe von Vereinbarungen getroffen und Prinzipien bestimmt werden. Zum Beispiel:

- Herstellerübergreifende Einigung auf eine standardisierte Syntax und Semantik zur Identifizierung, Erfassung und Speicherung von Daten
- Herstellerübergreifende Einigung auf standardisierte Dienste auf der Basis standardisierter Schnittstellen, Kommunikation und Semantik
- Einführung von Prinzipien wie Selbstauskunft und Erkundbarkeit (Plug & Explore) als Basis für eine herstellerübergreifende Wertschöpfung
- Verfügbarkeit von Diensten, die eine Wertschöpfung aus der herstellerübergreifenden Verfügbarkeit von Daten ermöglichen
- Verknüpfung von Diensten mit anderen Diensten von Drittanbietern
- Verfügbarkeit von Daten entlang der Wertschöpfungs- und Lieferketten in Echtzeit
- Dynamische, teilweise autonome Anpassung von Produktionsdiensten an Veränderungen der Umweltparameter (z. B. Plug & Produce bei Austauschgeräten oder Aktualisierung von Software bei laufender Produktion)
- Neuorganisation der Produktionsprozesse zur systematischen Nutzung von Daten und Diensten

Diese neue industrielle Revolution ist ein Phänomen, am dem kein Weg vorbeiführt. Der Schlüssel zur Wertschöpfung für den Kunden liegt in einem besseren Verständnis der Anforderungen für die Standardisierung, die die Interaktion mit den Industrie-4.0-Technologien ermöglicht. Wichtig ist es auch, Anwendungsfälle in verschiedenen industriellen Ökosystemen zu untersuchen, um das Potenzial dieses Trends zu bestätigen [4]. Für ABB-Kunden werden sich neue Geschäftsmöglichkeiten ergeben, die ihre Wettbewerbsvorteile in bestehenden Märkten festigen und die Erschließung neuer Märkte ermöglichen. ABB entwickelt entsprechende Geschäftsfälle und untersucht die technische Machbarkeit der nächsten industriellen Revolution auf der Grundlage ihres Produktportfolios. Das Unternehmen arbeitet aktiv an der Standardisierung mit und versucht gleichzeitig, sein Verständnis für die Bedürfnisse und Herausforderungen der Kunden zu verbessern.

Martin W. Krueger

Rainer Drath

Heiko Koziolok

Zied M. Ouertani

ABB Corporate Research

Ladenburg, Deutschland

martin.krueger@de.abb.com

rainer.drath@de.abb.com

heiko.koziolok@de.abb.com

mohamed-zied.ouertani@de.abb.com

Literaturhinweise

- [1] P. C. Evans, M. Annunziata. (2012): „Industrial Internet: Pushing the boundaries of minds and machines“. Whitepaper. General Electric
- [2] H. Kagermann et al. (2013): „Recommendations for implementing the strategic initiative Industry 4.0“. Technical Report. acatech
- [3] R. Drath, A. Horch. (2014): „Industry 4.0: Hit or Hype?“. IEEE Industrial Electronics Magazine 8(2). S 56–58
- [4] H. Kagermann et al. (2014): „Smart Service World: Recommendations for the Strategic Initiative Web-based Services for Businesses“. Technical Report. acatech
- [5] Plattform Industrie 4.0 (April 2014): „Exemplarische Integrationstopologie“. Verfügbar unter: <http://www.plattform-i40.de/sites/default/files/140-Exemplarische-Integrations-topologie.pdf>



Experte auf Rädern

Ein Roboter bietet Expertenunterstützung aus der Ferne

ELINA VARTIAINEN, VERONIKA DOMOVA – In nahezu jedem Industriezweig sind menschliche Experten zunehmend dünn gesät. Damit stellt sich die Frage, wie die verfügbaren Ressourcen am besten genutzt werden können. Ein innovativer Ansatz, der sich wachsender Beliebtheit erfreut, sind Telepräsenzroboter. In einer Industrieanlage eingesetzt ermöglicht ein solcher Roboter die virtuelle Präsenz eines Experten, indem er eine inhaltsreiche

Zwei-Wege-Kommunikation zwischen einem ortsfernen Experten und dem Personal vor Ort bereitstellt. ABB hat ein Konzept für einen industriellen Telepräsenzroboter mit der Bezeichnung „Experte auf Rädern“ entwickelt. Ziel dieses Roboters ist es, die Effektivität von ABB-Experten bei der Durchführung von Wartungs- und Serviceaufgaben in Zusammenarbeit mit Außendienstmitarbeitern zu verbessern.



Dank kostengünstiger Rechenleistung, drahtloser Konnektivität und hochwertigen Echtzeit-Videofunktionen sind Telepräsenzroboter auf dem Vormarsch. Mithilfe von Video- und Audioübertragungen vermittelt ein solcher Roboter einer Person, die ihn aus der Ferne steuert, einen Eindruck von einer physischen Umgebung. Dies ermöglicht es einem Experten, an entfernten Standorten „präsent“ zu sein (z. B. bei einer Konferenz, einer Besprechung oder in einer Fabrik), ohne tatsächlich dorthin reisen zu müssen. Die Roboter machen ortsferne Mitarbeiter allgemein „verfügbarer“, indem sie es ihnen ermöglichen, den Roboter zu steuern, sich mit einer Kamera umsehen und mit ihren Kollegen zu kommunizieren.

Eine besondere Einsatzmöglichkeit von Telepräsenzrobotern sind Kollaborations-sitzungen in industriellen Umgebungen – z. B. in Situationen, in denen ein Mitarbeiter vor Ort die Anleitung eines ortsfernen Experten benötigt. Hier kann der Experte einen besseren Eindruck von der Situation gewinnen, indem er sich mithilfe des Roboters umsieht. Bietet der

Der Experte steuert den Roboter über eine Windows-basierte Desktop-Anwendung, in der auch das Kamerabild angezeigt wird.

Roboter dem Experten auch die Möglichkeit, virtuelle Anmerkungen einzuzichnen, hat dieser ein gutes Mittel, um den Kollegen durch komplexe Wartungsaufgaben zu führen.

Auch ABB hat sich mit dieser Möglichkeit befasst und ein erstes Konzept eines Telepräsenzroboters für industrielle Um-

gebungen entwickelt. Ziel des Konzepts ist es, die Effektivität von ortsfernen ABB-Experten bei der Durchführung von Wartungs- und Serviceaufgaben in Zusammenarbeit mit Außendienstmitarbeitern vor Ort zu verbessern.

Konstruktive Aspekte

Für die Entwicklung des Prototyps nahmen die Ingenieure von ABB zunächst ähnliche Lösungen aus anderen Marktsegmenten und Forschungsbereichen unter die Lupe, um Verfahrensweisen, Erfahrungen und allgemeine Anforderungen an Telepräsenzroboter abzuleiten [1,2]. Die Ergebnisse zeigten unter anderem, dass Video-Streaming die Situationseinschätzung des ortsfernen Experten verbessern kann, wenn das entwickelte System:

- ein breites Sichtfeld bietet,
- deutlich macht, welches der gemeinsame visuelle Raum ist,

Titelbild

Der „Experte auf Rädern“ von ABB bietet einem ortsfernen Experten eine lokale Präsenz.

Der Roboter ist ein eigenständiges Gerät, das umherfahren, die Umgebung mittels einer Videokamera zeigen und über einen Projektor Anmerkungen auf Objekte projizieren kann.

2 Der Projektor des Roboters zeigt die Anmerkungen des Experten auf dem betreffenden Objekt.



- Mechanismen bietet, die es den Beteiligten ermöglichen, den Aufmerksamkeitsfokus des anderen zu verfolgen,
- Unterstützung von Gesten innerhalb des gemeinsamen visuellen Raums bietet.

Ein weiterer wichtiger Aspekt war die überdurchschnittliche Menge an Wasser, Staub usw., die in einigen industriellen Umgebungen auftritt. Um dem entgegenzuwirken, sollte das Äußere des Roboters monolithisch gestaltet sowie wasser- und schmutzfest sein. Mögliche Einschränkungen aufgrund der schlechten Internetverbindung an manchen Industriestandorten sollten durch Anpassung der Videoqualität mithilfe automatischer Algorithmen bewältigt werden.

Der Prototyp

Zum Nachweis der Machbarkeit des Konzepts wurde der Prototyp eines solchen Telepräsenzroboters entwickelt. Der „Experte auf Rädern“ genannte Roboter ist ein eigenständiges Gerät, das auf einer mit Rädern versehenen mobilen Plattform umherfahren, die Umgebung mittels einer Videokamera zeigen und über einen Projektor Anmerkungen auf Objekte projizieren kann. Der Experte steuert den Roboter aus der Ferne über eine Windows-basierte Desktop-Anwendung, in der auch das Kamerabild angezeigt wird. Dieses kann er mit Anmerkungen in Form von Symbolen und Text versehen, die dann vom Roboter projiziert werden.

3 In der kratzfesten Abdeckung befinden sich Öffnungen für Projektor, Kamera, Lautsprecher und Mikrofon.



Zur Projektion der Anmerkungen verwendet der Roboter einen kompakten, in seinen Rumpf integrierten Projektor.

Der Prozess der Fernanleitung ist über eine benutzerfreundliche Anwendung im Stil eines Assistenten implementiert. Dieser Ansatz wurde gewählt, weil die Kollaborationssitzung eine Reihe von Schritten erfordert, die normalerweise in einer bestimmten Reihenfolge durchgeführt werden:

1. Positionieren des Roboters
2. Auswählen des Zielobjekts oder -bereichs auf dem Video
3. Abgleichen des Projektionsbereichs mit dem im vorherigen Schritt gewählten Bereich
4. Einzeichnen von Anmerkungen

Sobald der Mitarbeiter vor Ort den Roboter positioniert und eingeschaltet hat, übernimmt der ortsferne Experte. Er kann den Roboter bei Bedarf neu positionie-

ren, um die Sicht zu verändern. Die Hände des Außendienstmitarbeiters bleiben frei. Der Roboter verfügt über einen Lautsprecher und ein Mikrofon, über die der Experte und der Außendienstmitarbeiter miteinander kommunizieren können.

Umsetzung

Der Sockel des Roboters ist als mobile Plattform mit Rädern ausgeführt, die sich in jede Richtung lenken, drehen und sofort stoppen lässt → 1. Das Herzstück des Roboters ist ein Windows-basierter Minicomputer mit Netzwerkkarte, Speicher und Prozessor. Die Software des Roboters steuert sämtliche Schnittstellen, ermöglicht die Konnektivität, verarbeitet Befehle des ortsfernen Experten und überträgt hochwertige 2-D-Videobilder der Kamera per Livestreaming. Zur

Die Außenhülle des Roboters besteht aus einer kratzfesten Kunststoffabdeckung mit Öffnungen für Projektor, Kamera und Mikrofon.

Projektion der Anmerkungen des Experten auf der betrachteten Ausrüstung verwendet der Roboter einen kompakten, in seinen Rumpf integrierten Projektor → 2. Das System nutzt einen halbautomatischen Algorithmus, um das Koordinatensystem der Kamera mit dem des Projektors zu synchronisieren. Für zukünftige Versionen ist eine Synchronisation vorgesehen, die automatisch und implizit für beide Nutzer erfolgt. Zur Unterstützung der drahtlosen Funktionalität und Mobilität des Roboters ist dieser mit einer wiederaufladbaren Batterie mit einer Laufzeit von zwei Stunden ausgerüstet.

Die Außenhülle des Roboters wurde speziell für industrielle Umgebungen ausgelegt. Sie besteht aus einer kratzfesten Kunststoffabdeckung mit Öffnungen für den Projektor, die Kamera und das Mikrofon → 3. Zusätzliche Lüftungsschlitze schützen den Roboter vor möglicher Überhitzung. Die mobile Plattform besteht aus einem Metallkörper mit einer Tragfähigkeit von 20 kg. Gummibesetzte Räder sorgen für eine gute Traktion.

Besonderer Wert wurde auf die Inbetriebnahmezeit des Roboters gelegt, da jede Sekunde Wartezeit hohe Kosten verursachen kann. Derzeit kann der Roboter mit einem einzigen Knopfdruck gestartet bzw. neu gestartet werden und benötigt nur wenige Sekunden, bis er hochgefahren und für eine Remote-Kollaborationssitzung bereit ist.

Erste Eindrücke

Um erste Rückmeldungen zum Konzept und seiner Eignung für industrielle Umgebungen zu erhalten, wurde der Prototyp in einem Kraftwerk evaluiert. Der Gesamteindruck war, dass ein solches Konzept durchaus als Service von ABB für ihre Kunden angeboten werden könnte. Diese könnten einen solchen Roboter nutzen, wenn sie Hilfe oder Anleitung bei der Fehlerbehebung an ABB-Produkten oder anderen servicebezogenen Problemen benötigen.

Die Rückmeldungen haben auch gezeigt, dass ein solches Konzept deutliche Vorteile für allgemeine Wartungs- oder Serviceaufgaben bieten könnte. Unter anderem verleiht der Roboter dem Außendienstmitarbeiter ein zweites Paar Augen und Ohren. Außerdem könnte er zur Überwachung von Bereichen eingesetzt werden, die für den Menschen unange-

nehm sind, und Probleme kennzeichnen, die besondere Aufmerksamkeit verlangen. Auch könnten mithilfe des Roboters sperrige Handbücher bei Bedarf einfach projiziert werden.

Das Konzept lieferte auch Ideen für zukünftige Entwicklungen. Aufgrund der geländebedingten Herausforderungen für eine mobile Plattform (z. B. Unebenheiten, Türen und Stufen) wäre statt der Räder auch eine leicht transportable dreibeinige Lösung denkbar. Auch sollte der Anschluss eines drahtlosen Kopfhörers vorgesehen werden, da ein Lautsprecher in einigen lauten Umgebungen schwer zu hören ist. Ferner könnte die Kamera mit einer Nachtsichtfunktion ausgerüstet werden, um ein besseres Sehen im Dunkeln zu ermöglichen. Eine weitere Idee war eine Wärmebilddarstellung zur Überwachung von Anlagen und Erkennung von Überhitzungsproblemen.

Der Roboter von morgen

Das Konzept des „Experten auf Rädern“ besitzt ein hohes Potenzial zur Verbesserung der Fernkooperation bei Wartungs- und Serviceaufgaben in industriellen Umgebungen. Die Evaluierung hat bestätigt, dass die Zusammenarbeit zwischen Außendienstmitarbeitern und ortsfernen ABB-Experten von solchen Robotern erheblich profitieren könnte. Allerdings weist das Konzept noch eine Reihe offener Fragen auf, die u. a. das Aussehen und die Handhabung sowie die genauen funktionalen Merkmale des Roboters betreffen. Diese offenen Fragen sollen in naher Zukunft in weiteren Untersuchungen behandelt werden.

Elina Vartiainen

Veronika Domova

ABB Corporate Research

Västerås, Schweden

elina.vartiainen@se.abb.com

veronika.domova@se.abb.com

Literaturhinweise

- [1] R. E. Kraut et al.: „Visual information as a conversational resource in collaborative physical tasks“. *Human-Computer Interactions* Vol. 18., No. 1. Juni 2003. S. 13–49.
- [2] R. E. Kraut et al.: „Collaboration in performance of physical tasks: effects on outcomes and communication“. *ACM conference on computer-supported cooperative work*. New York, NY, 1996. S. 57–66.

Innovation



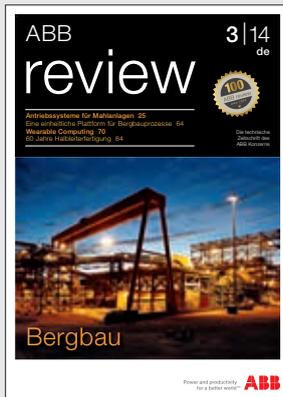
- 6 Innovations-Highlights**
Bedeutende ABB-Innovationen für 2014
- 13 Strom messen mit Licht**
Faseroptischer Stromsensor in einem Hochspannungs-Leistungsschalter
- 18 Hilfreiche Einblicke**
Ein integrierter Ansatz zum Asset-Health-Management
- 24 Frischer Wind**
Konstruktion und Test eines Antriebsstrangs für eine 7-MW-Windenergieanlage
- 28 Sinnvolle Ergänzung**
Streckenseitige Gleichstromsysteme zur Steigerung der Energieeffizienz im Schienennahverkehr
- 34 Need for Speed**
Echtzeitsimulation für Leistungselektronik in Eisenbahnanwendungen und darüber hinaus
- 40 Turbo-Boost**
ACTUS – die neue Simulationssoftware von ABB für große aufgeladene Verbrennungsmotoren
- 45 Geschickt kombiniert**
Besseres Design von Antriebssträngen durch Kombination elektromagnetischer und mechanischer Simulationen
- 50 Modelle mit Mehrwert**
Modularisierte Simulationskonzepte zur Analyse und Optimierung von Leistungsschaltern
- 55 Clevere Steckdosen für Smartphones**
SCHUKO®-Steckdosen mit integriertem USB-Anschluss
- 59 Leistungsträger**
Der ABB PCS100 RPC – mehr als nur ein Blindleistungskompensator
- 65 Im Einklang**
Rückblick auf die fruchtbare parallele Entwicklung von Hochleistungsgleichrichtern und Halbleitern

Jubiläumsausgabe



- 7 100 Jahre ABB Review**
Rückblick auf ein Jahrhundert in gedruckter Form
- 21 Favoriten der Redaktion**
Schätze aus den Archiven
- 24 Roboter auf Erfolgskurs**
40 Jahre Industrieroboter von ABB
- 33 60 Jahre HGÜ**
Der Weg von ABB vom Pionier zum Marktführer
- 42 Effizienter Pumpen**
Ein 100-MW-Umrichter für das Pumpspeicherwerk Grimsel 2
- 48 Das Kraftpaket**
Optimiertes Motordesign setzt neue Maßstäbe in puncto Leistungsdichte
- 54 Multitalent**
Die Leistungselektronik des ACS800 kann mehr als nur Motoren antreiben
- 58 Heiße Sache**
Ein neuer Infrarotsensor misst die Temperatur in Generatorleistungsschaltern
- 65 Auf höherer Ebene**
Eine USV für die Mittelspannungsebene sorgt für einen kompletten Leistungsschutz
- 68 Wissen am Rande**
Wissen über Randbedingungen ist entscheidend für zuverlässige Simulationen
- 74 Grenzen verschieben**
Turbinensimulation für Turbolader der nächsten Generation

Bergbau



- 7 Bergwerk der Zukunft**
Verbesserung der Effizienz und Produktivität im Bergbau durch Zusammenführung von Technologien
- 12 Fortschrittlich fördern**
ABB bietet zuverlässige und nahezu wartungsfreie getriebelose Bandantriebe für hohe Leistungs- und Drehmomentanforderungen
- 18 Die dritte Dimension**
3-D-Wicklungsdesign für getriebelose Mühlenantriebe
- 25 Größer ist besser**
Antriebssysteme von ABB ermöglichen den Einsatz größerer Mühlen im Bergbau
- 31 Industrielle Evolution**
Integration elektrischer Anlagen mit Extended Automation System 800xA und IEC 61850
- 35 Effizientere Betriebsabläufe**
Bessere Zusammenarbeit im Bergbau durch Extended Automation System 800xA
- 37 Nahtlose Kommunikation**
Private drahtlose Feldautomatisierungsnetzwerke von ABB unterstützen das Flottenmanagement im Tagebau
- 42 Förderprogramm**
Schachtförderanlagen von ABB
- 47 Neue Wege in der Instandhaltung**
Fortschrittliche Servicelösungen für den Bergbau und die Mineralaufbereitung
- 52 Gehobene Regelung**
MPC und ihre Implementierung mit ABB Extended Automation System 800xA
- 60 Der Sprung nach vorn**
Vom Nachzügler zum Spitzenreiter: Einsatz von IT im Bergbau
- 64 Eine für alle**
Ein einheitliches Plattformkonzept hilft, die Komplexitäten heutiger Bergbauprozesse zu bewältigen
- 70 Moderne Cyborgs**
Science-Fiction-Technik hält Einzug in die Industrie
- 76 Saubere Luft im Hafen**
Steuerliche Anreize können die Luftqualität in Häfen verbessern
- 80 Verbrauchernahe Strommessung**
Ein neues Strommesssystem auf der Basis von Modbus
- 84 Halbleitergenerationen**
Rückblick auf 60 Jahre Halbleiterentwicklung bei ABB

Das digitale Netz



- 6 Digitale Unterstationen**
Ein intelligenteres Netz benötigt intelligentere Unterstationen – und die müssen digital sein
- 11 In weiser Voraussicht**
Optimierter Verteilnetzbetrieb durch Vorhersage von Problemen
- 17 Schnell geschaltet**
Reduzierung von Ausfällen durch intelligente Fehlerbehandlung
- 23 Gleichgewicht der Kräfte**
Bessere Netzeffizienz durch Spannungs- und Blindleistungsmanagement
- 29 Intelligente Verteilung**
Steigerung der Kapazität von Verteilnetzen zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen
- 34 Aktive Liegenschaften**
Die ABB Active-Site-Technologie optimiert die Konnektivität zwischen Mikronetzen und dem Makronetz
- 40 Kein Netz ist eine Insel**
Kommunikationstechnologien für intelligentere Netze
- 46 Beginn einer neuen Epoche**
Die Geschichte der elektrischen Energieversorgung
- 54 Mikronetze**
Etablierung von Mikronetzen mithilfe von ABB-Technologien
- 61 Ressourcenmanagement**
Eine durchgängige Architektur für die Energiespeicherung im Stromnetz
- 66 Land in Sicht**
Analyse der Kosteneffizienz von Emissionsreduktionen durch landseitige Stromversorgung
- 70 Eine neue Ära**
ABB arbeitet mit führenden Industrieinitiativen an der Einleitung einer neuen industriellen Revolution
- 76 Experte auf Rädern**
Ein Roboter bietet Expertenunterstützung aus der Ferne
- 81 Index 2014**
Das Jahr im Überblick

Editorial Board

Claes Ryttoft

Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Ron Popper

Head of Corporate Responsibility

Christoph Sieder

Head of Corporate Communications

Ernst Scholtz

R&D Strategy Manager
Group R&D and Technology

Andreas Moglestue

Chief Editor, *ABB Review*

Herausgeber

Die *ABB Review* wird herausgegeben von
ABB Group R&D and Technology.

ABB Technology Ltd.
ABB Review
Affolternstrasse 44
CH-8050 Zürich
Schweiz
abb.review@ch.abb.com

Die *ABB Review* erscheint viermal pro Jahr in
Englisch, Französisch, Deutsch und Spanisch.
Die *ABB Review* wird kostenlos an Personen
abgegeben, die an der Technologie und den
Zielsetzungen von ABB interessiert sind.
Wenn Sie an einem kostenlosen Abonnement
interessiert sind, wenden Sie sich bitte an die
nächste ABB-Vertretung, oder bestellen Sie die
Zeitschrift online unter www.abb.com/abbreview.

Der auszugsweise Nachdruck von Beiträgen
ist bei vollständiger Quellenangabe gestattet.
Ungekürzte Nachdrucke erfordern die schriftliche
Zustimmung des Herausgebers.

Herausgeber und Copyright © 2014
ABB Technology Ltd.
Zürich, Schweiz

Satz und Druck

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn, Österreich

Layout

DAVILLA AG
Zürich, Schweiz

Übersetzung

Thore Speck, Dipl.-Technikübersetzer (FH)
D-24941 Flensburg, Deutschland

Haftungsausschluss

Die in dieser Publikation enthaltenen Informationen
geben die Sicht der Autoren wieder und dienen
ausschließlich zu Informationszwecken. Die wieder-
gegebenen Informationen können nicht Grund-
lage für eine praktische Nutzung derselben sein,
da in jedem Fall eine professionelle Beratung zu
empfehlen ist. Wir weisen darauf hin, dass eine
technische oder professionelle Beratung vor-
liegend nicht beabsichtigt ist. Die Unternehmen
der ABB-Gruppe übernehmen weder ausdrücklich
noch stillschweigend eine Haftung oder Garantie
für die Inhalte oder die Richtigkeit der in dieser
Publikation enthaltenen Informationen.



ISSN: 1013-3119

www.abb.com/abbreview



Vorschau 1|15

Innovation

Seit jeher ist der Mensch von der Zukunft fasziniert. Wie wird die Welt in einigen Jahren oder Jahrzehnten aussehen? Wie werden wir leben? Wie werden unsere Infrastruktur und unser Arbeitsplatz aussehen?

Forscher und Entwickler sind in der spannenden Lage, einige dieser Veränderungen zu beeinflussen, die Grundlagen für sie zu legen oder sie sogar herbeizuführen. In der ersten Ausgabe jedes Jahres nutzt die *ABB Review* die Gelegenheit, den Wissenschaftlern und Ingenieuren von ABB über die Schulter zu schauen und jüngste Errungenschaften vorzustellen.

ABB Review auf dem Tablet

Die *ABB Review* ist nun auch als Tablet-Version verfügbar.
Besuchen Sie uns unter <http://www.abb.com/abbreview>

Bleiben Sie auf dem Laufenden ...

Haben Sie eine Ausgabe der *ABB Review* verpasst? Lassen Sie sich auf bequeme Weise informieren, wenn eine neue Ausgabe der *ABB Review* (oder ein Special Report) veröffentlicht wird. Melden Sie sich unter folgender Adresse für die *ABB Review* Mailingliste an: <http://www.abb.com/abbreview>

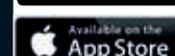




Zeiten ändern sich. Qualität bleibt.

Kennen Sie unsere neue *ABB Review* App?
Sie ist in vier Sprachen verfügbar und bietet interaktive Funktionalitäten für Tablets und Smartphones wie vollständig durchsuchbare Inhalte, Slideshows, Filme und Animationen.

<http://www.abb.com/abbreview>



Power and productivity
for a better world™

