

ABB

1|10

Die technische
Zeitschrift des
ABB Konzerns

technik

Elektrizität und Nachhaltigkeit 6

Anbindung von Offshore-Energie 20

Neue Entwicklung für Schaltanlagen 57

Die Farben der Intuition 79

Intelligente Netze



Power and productivity
for a better world™



Bilder von hell erleuchteten Städten zeigen, wie abhängig der Mensch von der Elektrizität ist. Aus dem Weltall betrachtet ist elektrisches Licht wahrscheinlich sogar das sichtbarste Zeichen für die Existenz des Menschen auf unserem Planeten. Elektrizität spielt in nahezu allen Aspekten des wirtschaftlichen Lebens eine Rolle. Die vier wichtigsten Anforderungen an die Versorgungskette der Zukunft von der Erzeugung bis zur Nutzung elektrischer Energie sind Kapazität, Zuverlässigkeit, Effizienz und Nachhaltigkeit. Diese vier Aspekte stehen auch im Mittelpunkt der Smart-Grid-Vision von ABB.



Smart Grids

- 6 **Intelligente Elektrizität**
Effiziente Energie für eine nachhaltige Welt
- 10 **Die nächste Evolutionsstufe**
Intelligente Netztechnologien als Schlüssel zu einer weltweiten Versorgung mit hochwertiger, sauberer, zuverlässiger und nachhaltiger Energie

Erneuerbare Energien

- 16 **Wandel ermöglichen**
Netzstabilisierung und Integration erneuerbarer Energien in bestehende Netze mit dem PCS 6000 STATCOM
- 20 **Nachhaltige Verbindungen**
HGÜ als Schlüsseltechnologie auf dem Weg zu einem intelligenteren Netz
- 24 **Stabilität durch Speicherung**
Die nächste Generation von FACTS

Betriebsführung & Regelung

- 27 **Intelligente Netzführung**
Innovative integrierte SCADA/DMS-Systeme bieten mehr Analyse- und Steuerungsfunktionen für Netzbetreiber
- 33 **Die richtige Verbindung**
Kommunikation in intelligenten Netzen
- 38 **Der Draht zum Kunden**
Intelligente Verteilungsmanagementsysteme für eine effizientere und zuverlässigere Versorgung
- 44 **Intelligente Zusammenarbeit**
ABB arbeitet mit anerkannten Forschungsinstituten an der Zukunft des elektrischen Netzes

Ausrüstung & Zuverlässigkeit

- 49 **Spannungsstabilisierung**
Verhinderung von Spannungszusammenbrüchen in stark belasteten Netzen mit statischen Blindleistungskompensatoren
- 57 **Polteile für höchste Ansprüche**
Das ABB „Embedded“-Polteil PT1 setzt neue Maßstäbe in puncto Zuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit
- 63 **Fit mit 50**
Verlängerung der Lebensdauer alternder Transformatoren mit ABB TrafoAsset Management™ – Proactive Services

Verbrauch & Effizienz

- 70 **Verborgene Schätze**
Antriebsdaten enthalten eine Fülle verborgener Informationen, mit denen Probleme gelöst werden können, bevor sie überhaupt auftreten
- 76 **Smart Metering**
Der Zählerschrank als Mess- und Kommunikationszentrale
- 79 **Die Farben der Intuition**
Innovative Lösungen für die Gebäude- und Raumsteuerung gewinnen den renommierten „red dot award“

Intelligentere Netze



Liebe Leserin, lieber Leser,

„nicht härter, sondern intelligenter arbeiten“, lautet eine moderne Devise. Wenn wir ein wenig Zeit und Energie in die Analyse unserer Arbeitsweise investieren, haben wir am Ende häufig mehr davon, als wenn wir unsere Bemühungen einfach nur intensivieren, ohne etwas zu verändern. Im Falle von elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen stellt sich angesichts der umfassenden Veränderungen hinsichtlich ihrer Nutzung die Frage, wie dieser Wandel am besten bewältigt werden kann. Sollte man die vorhandene Infrastruktur „härter arbeiten“ lassen, d. h. sie näher an ihren Grenzen betreiben und damit die Gefahr von Störungen und Ausfällen erhöhen, oder ist ein „intelligenteres Netz“ die bessere Lösung?

Der steigende Stromverbrauch, die Liberalisierung der Strommärkte und der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien bedeuten eine zusätzliche Belastung für das Netz. Die Verfügbarkeit von Wind und Sonne ist von Natur aus schwankend und nur schwer vorhersehbar. Hinzu kommt, dass erneuerbare Energien häufig an entlegenen Orten mit schwacher Netzinfrastruktur zu finden sind. Daher werden die Rollen der Verbraucher und des Verteilnetzes neu definiert: Verbraucher mit eigenen Erzeugungskapazitäten werden zunehmend auch zu Lieferanten, und das frühere Verteilnetz entwickelt sich zu einem Sammelnetz für die dezentrale Erzeugung.

„Härter arbeiten“ würde bedeuten, die zunehmende Variabilität durch einen höheren Anteil mitlaufender Reserven aufzufangen. Dies ist nicht nur kostspielig, sondern macht auch den ökologischen Vorteil erneuerbarer Energien teilweise wieder zunichte. Der „intelligente“ Ansatz hingegen basiert auf einer ganzheitlicheren Perspektive. Während die Bedarfsseite bei der traditionellen Netzführung als „gegeben“ hingenommen wird, können intelligente Netze Anreize für Verbraucher schaffen, ihren Verbrauch an die Verfügbarkeit anzupassen.

Die Fähigkeit eines Leitsystems, optimale Entscheidungen zu treffen, hängt von der Genauigkeit und Aktualität der Informationen ab, die es bekommt. Dabei ist es erstaunlich, wie viele

Daten in vorhandenen Systemen bereits zur Verfügung stehen. So benötigen intelligente Netze nicht nur zusätzliche Sensoren, sondern auch die entsprechenden Kommunikationstechnologien und Steuerknoten, um diese Daten zu nutzen.

Einige dieser Themen wurden bereits in Heft 3/2009 der *ABB Technik* (Energieversorgung) behandelt. Die vorliegende Ausgabe nimmt diesen Faden wieder auf und liefert einen Überblick über die wichtigsten Aspekte intelligenter Netze. Auf der Erzeugungsseite ist dies z. B. die HVDC-Light®-Technologie, die zur Anbindung von Windparks eingesetzt werden kann und zur Stabilisierung des Netzes beiträgt. Außerdem stellen wir eine innovative Speichertechnologie vor, die kurzfristigen Schutz gegen Netzschwankungen bietet.

In der Rubrik Betriebsführung & Regelung befassen sich mehrere Artikel mit Entwicklungen auf dem Gebiet Netzmanagementsoftware und -technologie. Außerdem werfen wir einen Blick auf die Wartung und Instandhaltung von Transformatoren und neue Entwicklungen im Bereich der Mittelspannungs-Schaltanlagen.

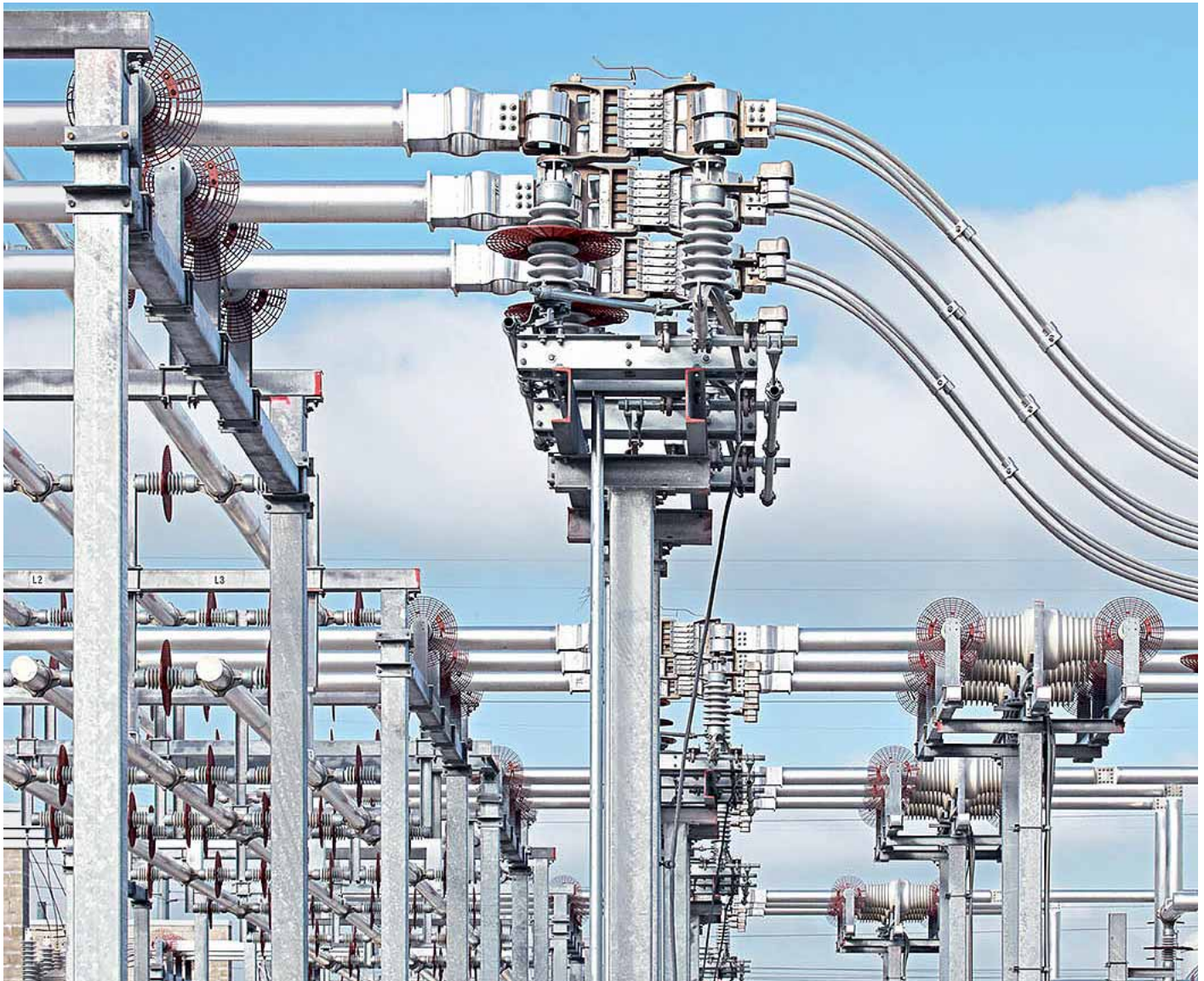
Im häuslichen Bereich geben intelligente Zähler dem Verbraucher unmittelbare Rückmeldung über sein Verbrauchsverhalten und ermöglichen die Umsetzung von Tarifmodellen mit finanziellen Anreizen zur Senkung der Spitzenlast. Möglichkeiten zur Energieeinsparung bietet auch eine intuitive Raumsteuerlösung, die wir ebenfalls vorstellen.

Mit dieser Ausgabe der *ABB Technik* möchten wir zeigen, dass ABB alle Beteiligten – von Übertragungsnetzbetreibern bis hin zu Hausbesitzern – dabei unterstützen kann, die Herausforderungen eines intelligenten Netzes zu bewältigen.

Eine interessante Lektüre wünscht Ihnen

Peter Terwiesch
Chief Technology Officer
ABB Ltd

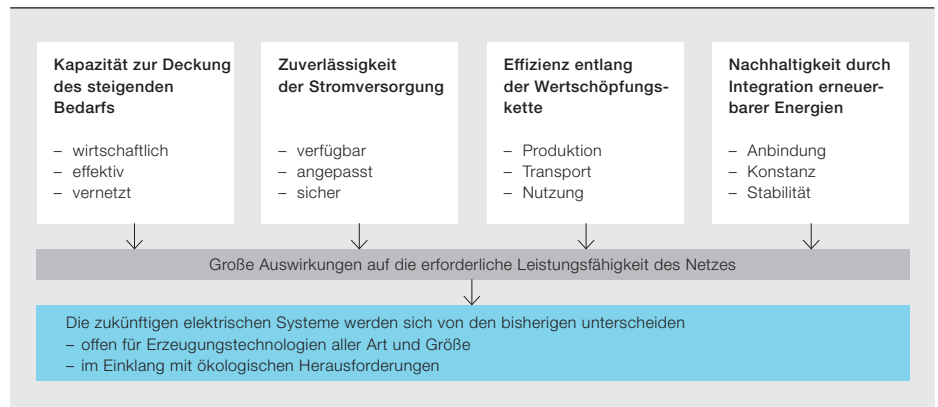




Intelligente Elektrizität

Effiziente Energie für eine nachhaltige Welt

BRICE KOCH, BAZMI HUSAIN – Elektrizität ist die vielseitigste aller Energieformen, die auf der Welt genutzt werden. Die erforderliche Infrastruktur zur Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Nutzung von Elektrizität wurde bereits vor über 100 Jahren konzipiert, und ABB gehörte von Anfang an zu den führenden Unternehmen in der Entwicklung innovativer Technologien auf diesem Gebiet. Diese Infrastruktur hat gute Dienste geleistet und in den letzten Jahrzehnten maßgeblich zur Industrialisierung und zum wirtschaftlichen Wachstum in der Welt beigetragen. Es gibt kaum einen Prozess in der Industrie und kaum eine Anwendung im privaten Bereich, die ohne Elektrizität auskommt. So steigt der Bedarf an Elektrizität in allen Teilen der Welt schneller als die Nachfrage nach anderen Energieformen. Dies gilt insbesondere für Länder wie China und Indien, wo zurzeit eine rasche Industrialisierung stattfindet. Gleichzeitig stellt die zunehmende Digitalisierung der Volkswirtschaften höhere Anforderungen an die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Selbst kurzzeitige Unterbrechungen können enorme wirtschaftliche Verluste zur Folge haben.



Über 40 % der weltweit erzeugten Elektrizität wird aus Kohle gewonnen. Damit ist die Stromerzeugung der größte und am schnellsten wachsende Einzelverursacher von CO₂-Emissionen. Dies und der steigende Bedarf an Elektrizität sind die Triebfedern für eine fundamentale und spannende Veränderung in der Elektrizitätswirtschaft. Um die damit verbundenen Herausforderungen erfolgreich meistern zu können, sind neue Lösungen entlang der elektrischen Wertschöpfungskette erforderlich, die eine Steigerung der Erzeugungskapazität bei gleichzeitiger Senkung der Treibhausgasemissionen ermöglichen. Darüber hinaus muss die Übertragung, Verteilung und Nutzung von elektrischer Energie effizienter gestaltet werden. Die Art und Weise, wie elektrische Energie heute erzeugt, übertragen und genutzt wird, ist dafür noch nicht effizient genug. So gehen entlang der Wertschöpfungskette von den Primärenergieressourcen bis zur Nutzung der erzeugten Elektrizität rund 80 % der Energie durch Ineffizienzen verloren. Trotz der verstärkten Nutzung regenerativer Energien ist ihr Anteil am Gesamtenergie mix noch immer recht klein. Erneuerbare Energien, insbesondere solche mit schwankendem Dargebot wie Wind- und Sonnenenergie, sind mit zusätzlichen Herausforderungen verbunden. Eine davon ist ihre Verfügbarkeit, die entsprechende Energiespeicher und Systeme zur Koordinierung zwischen den verfügbaren Erzeugungs-

quellen und den Verbrauchern erforderlich macht. Um die Integration eines wachsenden Anteils erneuerbarer Energien und die gleichzeitige Verbesserung der Effizienz entlang der Wertschöpfungskette realisieren zu können, sind massive Veränderungen im gesamten elektrischen System und der Art und Weise, wie es strukturiert und betrieben werden sollte, erforderlich. Dieses in der Entwicklung befindliche System der Zukunft wird als „intelligentes Netz“ oder „Smart Grid“ bezeichnet.

Intelligente Netze

Das elektrische Netz der Zukunft muss so ausgelegt sein, dass es vier Hauptanforderungen einer globalen Gesellschaft erfüllt:

- Kapazität
- Zuverlässigkeit
- Effizienz
- Nachhaltigkeit

Kapazität

Solange die Gesellschaft dem wachsenden Energieverbrauch von sich aus keinen Einhalt gebietet, ist davon auszugehen, dass der elektrische Energiebedarf in Zukunft deutlich ansteigen wird. Wenn die Prognosen der Internationalen Energieagentur (IEA) eintreffen, müsste das Netz in den nächsten 20 Jahren jede Woche um ein Kraftwerk mit einer Erzeugungsleistung von 1 GW mit der dazugehörigen Infrastruktur erweitert werden. Das Stromnetz der Zukunft muss in der Lage sein, diese zusätzliche Kapazität auf wirtschaftliche Weise zu bewältigen.

Zuverlässigkeit

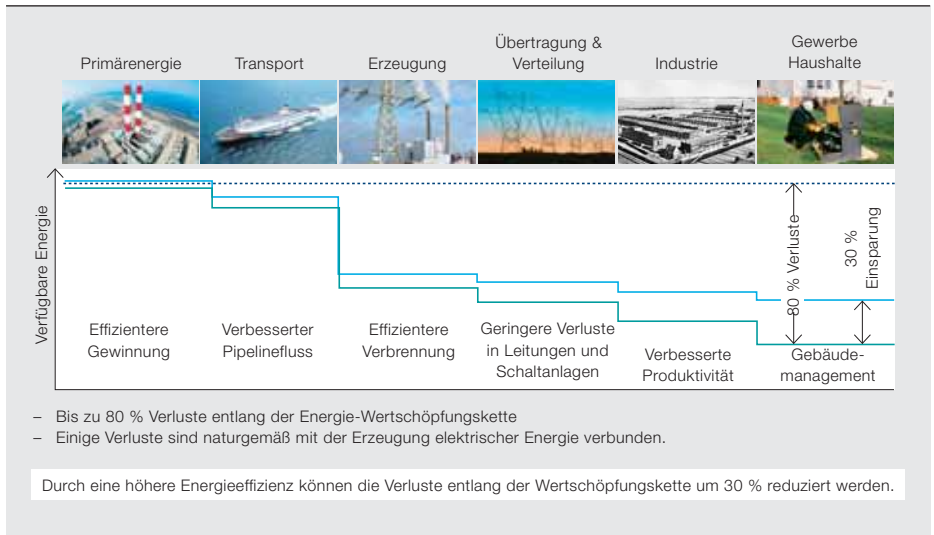
Je mehr Elektrizität übertragen wird, desto näher arbeitet das Netz an seiner Stabilitätsgrenze. Ausfälle oder auch kleinere Störungen werden zunehmend inakzeptabel. Die Zuverlässigkeit des elektrischen Netzes hatte stets eine hohe Priorität für die Ingenieure und hat sich in den letzten Jahrzeh-

ten dramatisch verbessert. Dennoch stellen Unterbrechungen der Stromversorgung eine echte Gefahr dar. Dramatische Ereignisse wie massive sukzessive Abschaltungen (sog. Rolling Blackouts), die ganze Länder von ihrer Stromversorgung abschneiden können, sind nur die Spitze des Eisbergs. Es ist die große Anzahl kurzzeitiger Störungen, die erhebliche wirtschaftliche Nachteile mit sich bringt. Laut einer jüngsten Studie werden in den USA jährlich Kosten in Höhe von 80 Milliarden USD durch unzuverlässige elektrische Netze verursacht [1]. Eine zuverlässigere Stromversorgung kommt nicht nur der Wirtschaft zugute und trägt zur Verbesserung der Lebensqualität bei, sondern hat auch positive Auswirkungen auf den Klimawandel. Ist ein elektrisches Netz in der Lage, Störungen sicher zu bewältigen und zu stabilisieren, müssen weniger Erzeugungsanlagen in Reserve vorgehalten werden, was wiederum dabei hilft, Emissionen zu reduzieren.

Energieeffizienz

Laut Prognosen der IEA können durch die effizientere Nutzung von Energie in den nächsten 20 Jahren mehr CO₂-Emissionen eingespart werden als durch alle anderen Möglichkeiten zusammen [2].

Dennoch wurden laut einer Studie des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP) und New Energy Finance von den 119 Milliarden USD, die der Finanzsektor im Jahr 2008 weltweit in saubere Energien investiert hat, nur 1,8 Milliarden für die Verbesserung der Energieeffizienz ausgegeben [3]. Die Zurückhaltung bei Investitionen in eine höhere Energieeffizienz ist überraschend. Für gewöhnlich amortisieren sich solche Investitionen durch niedrigere Energiekosten in weniger als zwei Jahren, und unter anderen Umständen würden Unternehmen angesichts solch schneller Renditen kaum zögern. Ein großes Hemmnis ist das mangelnde Wissen



Eine zuverlässigere Stromversorgung kommt nicht nur der Wirtschaft zugute und trägt zur Verbesserung der Lebensqualität bei, sondern hat auch positive Auswirkungen auf den Klimawandel.

über energieeffiziente Geräte und Systeme in Privathaushalten, Unternehmen und Behörden, verstärkt durch die Vielzahl der verfügbaren Optionen.

Ein weiteres Hemmnis ist der Mangel an Anreizen. Warum sollte ein Vermieter in energieeffizientere Systeme investieren, wenn allein der Mieter davon profitiert? Und warum sollte ein Einkaufsleiter einen größeren Teil seines Budgets für effizientere Ausrüstung ausgeben, wenn die Einsparungen der Abteilung zugutekommen, die die Stromrechnung bezahlt?

Hinzu kommt, dass energieeffiziente Lösungen selten eindrucksvoll aussehen und häufig seltsame Namen tragen. So sind drehzahlregelte Antriebe, mit denen die Effizienz von Elektromotoren deutlich verbessert werden kann, zum Beispiel in schmucklosen Metallgehäusen untergebracht, was darüber hinwegtäuscht, dass ihr Energieeinsparungspotenzial um ein Vielfaches größer ist als das der viel zitierten Energiesparlampe. Allein die von ABB installierten elektrischen Antriebe helfen dabei, weltweit 170 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr einzusparen. Dies entspricht 20 % aller Emissionen in Deutschland.

Im Juni 2009 unternahm die Europäische Union einen wichtigen Schritt mit der Festlegung von Effizienzstandards für die meisten Elektromotoren in industriellen Anwendungen. Auch wenn davon kaum Notiz genommen wurde, werden doch jährliche Einsparungen in Höhe von 135 Milliarden Kilowattstunden bis zum Jahr 2020 erwartet. Dies ist das Dreifache von dem, was durch die Abschaffung der Glühlampen in Europa zu erwarten ist, und entspricht mehr als dem gesamten Stromverbrauch Schwedens (132 Mrd. kWh im Jahr 2007).

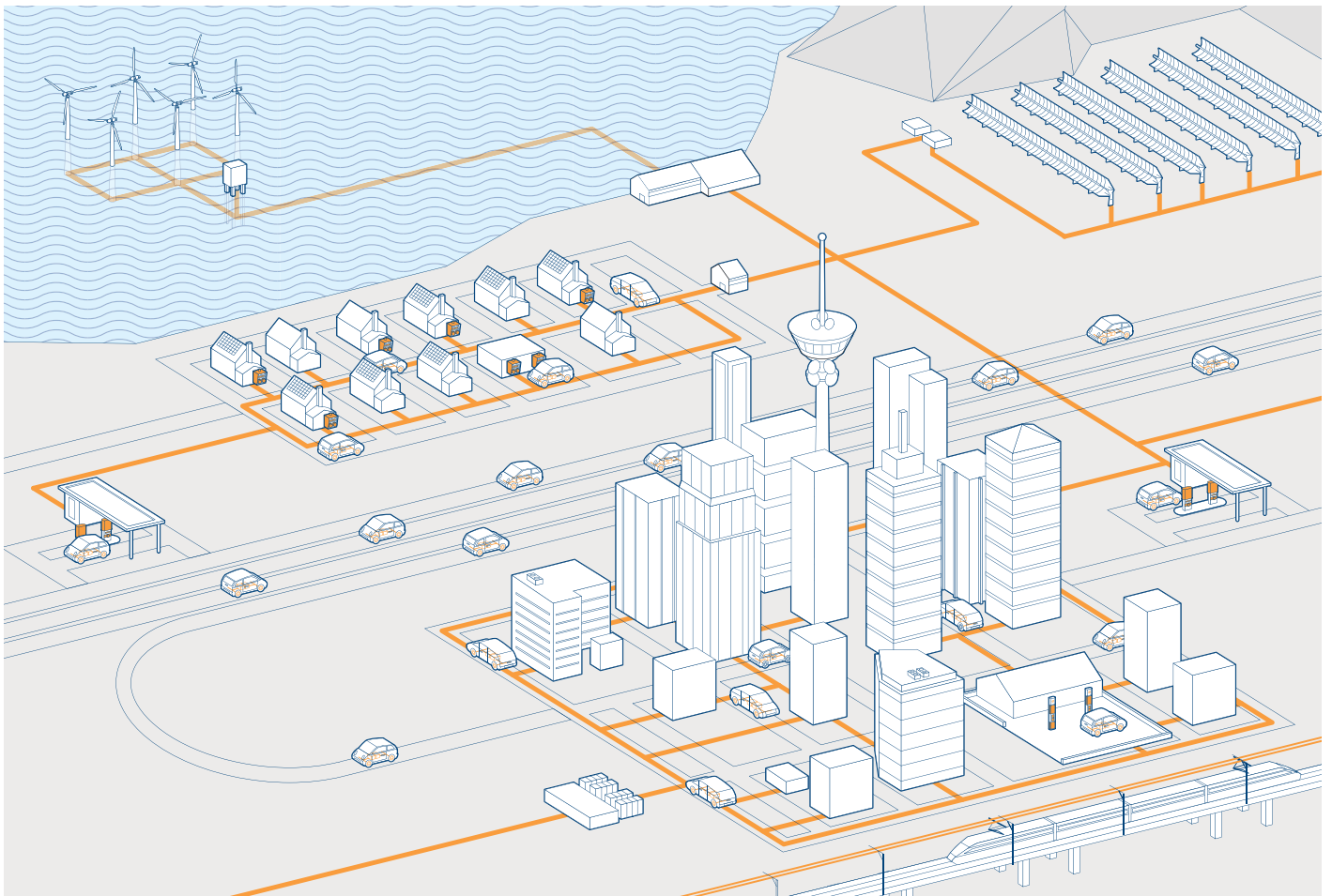
Nachhaltigkeit

Die Stromerzeugung mithilfe von Sonnen-, Wind-, Wellen- oder geothermischer Energie ist zweifellos eine wirksame Möglichkeit zur Vermeidung von CO₂-Emissionen. Es ist zu hoffen, dass mit verbesserter Technologie, einer höheren Umwandlungseffizienz und sinkenden Produktionskosten der Anteil dieser Ressourcen am zukünftigen Energiemix steigen wird.

Die traditionelle CO₂-freie Energiequelle zur Stromerzeugung ist die Wasserkraft, was laut IEA in den nächsten 20 Jahren auch so bleiben wird.

Die Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung ist die eine Aufgabe. Eine andere, ebenso wichtige Anforderung ist die Anbindung der Ressourcen an das Netz. Dabei gilt es, große Entfernungen zu überbrücken, um die elektrische Energie von den Wasserkraftwerken zu den Verbrauchsschwerpunkten zu transportieren. In China werden zum Beispiel große Energiemengen mit geringen Verlusten über Entfernungen von mehr als 2.000 km übertragen.

Windkraftanlagen mit ihrem schwankenden Energiedargebot stellen eine weitere Herausforderung im Hinblick auf die Netzstabilität und den Bedarf an zusätzlichen Reserven dar. Auch hier ist eine geeignete Technologie erforderlich, um die zum Teil weit vor der Küste befindlichen Anlagen an das Netz anzubinden. Energiespeicher werden letztendlich dabei helfen, die mit dem schwankenden Dargebot verbundene Problematik zu bewältigen, während die großen Entfernungen mithilfe der kabelbasierten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie (HGÜ) überbrückt werden können. Die letzte Instanz ist jedoch der Verbraucher, der entscheidet, wie viel Energie er auf



welche Weise nutzt. Bei den derzeitigen Energiepreisen und dem Unterschied zwischen hohen und niedrigen Tarifen sind die Anreize zur Energieeinsparung bzw. Nutzung zu Zeiten günstiger Tarife begrenzt. Die Technologie könnte dabei helfen, den Verbrauch zu bestimmten Zeiten und die damit verbundenen Kosten für den Verbraucher transparenter zu machen. Die daraus resultierende sogenannte Demand-Response-Beziehung zwischen dem Erzeuger und Verbraucher ermöglicht eine bessere Steuerung der Last und somit eine weitere Verringerung der erforderlichen Erzeugungsreserven.

ABB verfügt über ein umfassendes Portfolio von Produkten, Systemen und Dienstleistungen zur Verbesserung und Weiterentwicklung des elektrischen Netzes. Auf der Netzebene stehen Weitbereichsregelungssysteme, flexible Drehstrom-Übertragungssysteme, Schaltanlagensteuerungen, HGÜ-Systeme, Kabelverbindungen, Leitsysteme für Verteilnetze und Niederspannungssysteme zur Verfügung. Elektrische Antriebe, effiziente Geräte und ein breites Angebot an Prozessleittechnik helfen dabei, die Effizienz in industriellen und kommerziellen Anwendungen zu steigern. Die Gebäudesteuerung und -automatisierung ist ein weiterer Bereich

Die Stromerzeugung mithilfe von Sonnen-, Wind-, Wellen- oder geothermischer Energie ist zweifellos eine wirksame Möglichkeit zur Vermeidung von CO₂-Emissionen.

mit großem Energieeinsparungspotenzial, der von ABB bedient wird. Zähler von ABB und die entsprechende Kommunikationstechnologie zur interaktiven Laststeuerung sowie die Software für den Betrieb von Energiemärkten sind bereits an vielen Standorten auf der ganzen Welt im Einsatz.

Das Ziel von ABB ist es, die Entwicklung intelligenter Netze voranzutreiben, um eine effiziente Energieversorgung für eine nachhaltige Welt sicherzustellen.

Brice Koch

Executive Vice President
und Mitglied der Konzernleitung
Leiter Marketing & Customer Solutions
ABB Asea Brown Boveri Ltd.
Zürich, Schweiz
brice.koch@ch.abb.com

Bazmi Husain

Leiter der ABB Smart Grid Initiative
ABB Smart Grids
Zürich, Schweiz
bazmi.husain@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Lawrence Berkeley National Laboratory (11. Februar 2005): „Berkeley lab study estimates \$80 billion annual cost of power interruptions“
- [2] International Energy Agency: „World Energy Outlook“ Ausgabe 2008 und 2009
- [3] UNEP und Global Energy Finance (Juli 2009): „Global trends in sustainable energy investment“

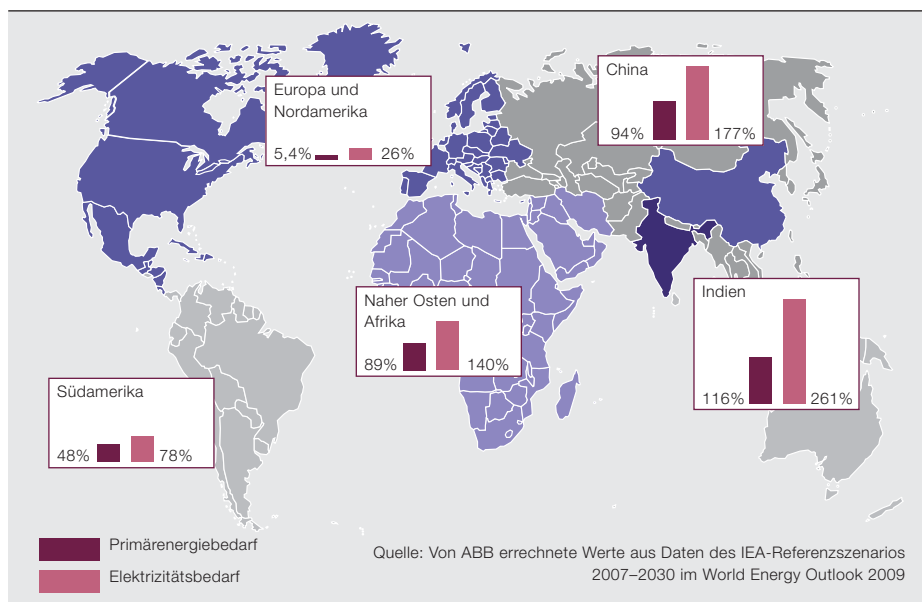


Die nächste Evolutionstufe

Intelligente Netztechnologien als Schlüssel zu einer weltweiten Versorgung mit hochwertiger, sauberer, zuverlässiger und nachhaltiger Energie

ENRIQUE SANTACANA, BAZMI HUSAIN, FRIEDRICH PINNEKAMP, PER HALVARSSON, GARY RACKLIFFE, LE TANG, XIAOMING FENG – Stromnetze stellen wichtige Infrastrukturen in allen modernen Gesellschaften dar. Doch viele von ihnen sind bereits veraltet und werden mittlerweile Betriebsszenarien und Belastungen ausgesetzt, die bei ihrer Entwicklung vor vielen Jahrzehnten nicht vorgesehen waren. Diese Netze müssen nun in sogenannte „intelligente“ Netze verwandelt werden, um die Herausforderungen bewältigen zu können, vor denen sowohl die Industrieländer als auch die Entwicklungsländer stehen: steigender Bedarf an elektrischer Energie, die Notwendigkeit zur Verbesserung der Effizienz bei Energieumwandlung, -übertragung und -nutzung, die Sicherung einer hohen Versorgungsqualität und die Integration erneuerbarer Ressourcen zur Sicherung einer nachhaltigen Entwicklung. Der Ausdruck „intelligentes Netz“ oder „Smart Grid“ wurde in den letzten Jahren in der Elektrizitätswirtschaft häufig zur Beschreibung einer digitalisierten Version des heutigen Stromnetzes verwendet. Solche intelligenten Netze sind durch den Einsatz vorhandener und sich entwickelnder Technologien realisierbar. Dies wird allerdings einige Zeit dauern, wobei auch einige nicht technische Herausforderungen hinsichtlich der Regulierung, der Sicherheit, des Datenschutzes und der Verbraucherrechte zu bewältigen sind.

1 Vergleich des steigenden Bedarfs an Primärenergie und elektrischer Energie in verschiedenen Regionen



Bei einer Tagung der US-amerikanischen National Governors Association im Februar 2009 begann der CEO eines bedeutenden Energieversorgungsunternehmens seine Rede mit dem Bekenntnis, dass er eigentlich gar nicht genau wisse, was der Begriff „Smart Grid“¹ bedeute [1]. So erschreckend dies klingen mag, scheint es einer Vielzahl von Technikern und Ingenieuren doch ebenso zu gehen.

Die Definition eines intelligenten Netzes kann je nach Standort auf der Welt unterschiedlich ausfallen. In den USA werden zur Definition eines intelligenten Netzes gemeinhin folgende notwendige Eigenschaften angeführt [2–6]:

- Das Netz sollte selbstheilend sein, d. h. sich nach Störungen selbst wiederherstellen können.
- Es sollte eine aktive Teilnahme der Verbraucher bei der Laststeuerung ermöglichen.
- Es sollte gegen physische und virtuelle Angriffe geschützt sein.
- Es sollte eine den Bedürfnissen des 21. Jahrhunderts entsprechende Versorgungsqualität gewährleisten.
- Es sollte verschiedene Arten der Energieerzeugung und -speicherung zulassen.
- Es sollte neue Produkte, Dienstleistungen und Märkte ermöglichen.
- Es sollte eine Optimierung der Betriebsmittelnutzung und der betrieblichen Effizienz unterstützen.

Nach einem Bericht der Europäischen Kommission [7] weist ein intelligentes Netz in Europa folgende Eigenschaften auf:

- *Flexibilität*: Das Netz sollte die Bedürfnisse der Kunden erfüllen und gleichzeitig an zukünftige Veränderungen und Herausforderungen anpassbar sein.
- *Zugänglichkeit*: Eine Netzanbindung sollte für alle Nutzer möglich sein. Dies gilt insbesondere für erneuerbare Energien und hocheffiziente lokale Erzeugungsanlagen mit geringen oder gar keinen CO₂-Emissionen.
- *Zuverlässigkeit*: Die Sicherheit des Netzes und die Qualität der Energieversorgung sollten gewährleistet sein. Gleichzeitig sollte das Netz den Bedürfnissen des digitalen Zeitalters entsprechen und gegen Gefahren und Unsicherheiten geschützt sein.
- *Wirtschaftlichkeit*: Eine optimale Wertschöpfung wird durch Innovation, ein effizientes Energiemanagement und einheitliche Voraussetzungen für den Wettbewerb und die Regulierung ermöglicht.

Auch China, eines der Länder mit dem größten Energiebedarf weltweit, arbeitet an der Entwicklung des intelligenten Netzkonzepts. Laut einer Mitteilung der amerikanisch-chinesischen Kooperation für saubere Energien JUCCCE vom Dezember 2007 bezeichnet der Ausdruck „Smart Grid“ ein System zur elektrischen Energieübertragung und -verteilung, das Elemente der traditionellen und modernen Energietechnik, fortschrittliche Sensor- und Überwachungstechnik sowie Informations- und Kommunikationstechnologie beinhaltet, um die Leis-

tungsfähigkeit des Netzes zu erhöhen und eine Vielzahl zusätzlicher Dienste für die Verbraucher zu unterstützen. Dabei definiert sich ein intelligentes Netz nicht durch die Technologien, die es beinhaltet, sondern durch das, was es zu leisten vermag [8].

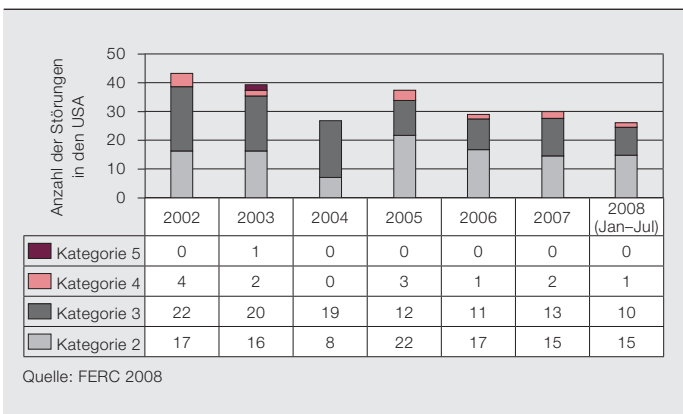
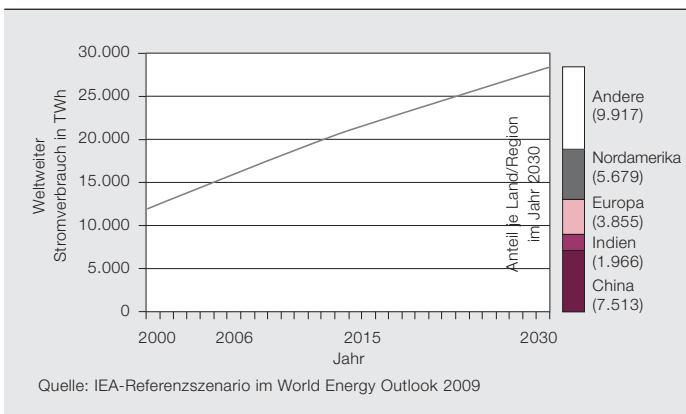
Die Notwendigkeit intelligenter Netze

Die Elektrizität ist die vielseitigste und am meisten genutzte Energieform weltweit. Mittlerweile haben über fünf Milliarden Menschen Zugang zu elektrischer Energie, und es werden stetig mehr. Der elektrische Energiebedarf, die Zuverlässigkeit und die Qualität der Stromversorgung sind eng mit dem wirtschaftlichen Entwicklungsstand eines Landes oder einer Region verbunden. Laut einer Prognose der Internationalen Energieagentur (IEA) steigt der weltweite Bedarf an elektrischer Energie doppelt so schnell wie der Primärenergiebedarf → 1, wobei die größte Steigerungsrate in Asien zu verzeichnen ist → 2. Um diesen wachsenden Bedarf decken zu können, müsste in den nächsten 20 Jahren jede Woche ein Kraftwerk mit einer Leistung von 1 GW einschließlich der dazugehörigen Infrastruktur gebaut werden!

Gleichzeitig spielen in einer zunehmend digitalisierten Gesellschaft eine hohe Versorgungsqualität und -zuverlässigkeit eine bedeutende Rolle, da bei mangelnder Qualität hohe wirtschaftliche Verluste drohen. Dies zeigt ein Bericht des Berkley National Laboratory aus dem Jahr 2005, nach dem sich

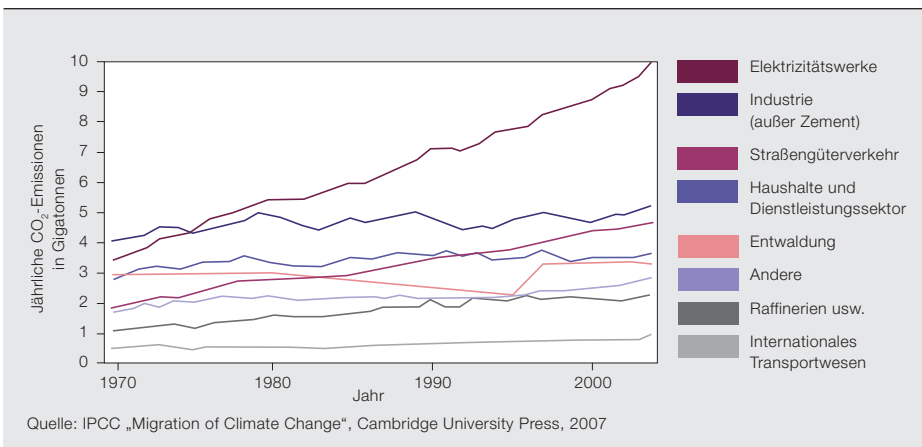
Fußnote

- 1 Die Begriffe „Smart Grid“, „intelligentes Netz“, „modernes Netz“ und „zukünftiges Netz“ werden häufig synonym verwendet.



die in den USA jährlich durch Netzstörungen verursachten Kosten auf schätzungsweise 80 Mrd. USD belaufen. Der größte Teil davon (52 Mrd. USD) wird von kurzzeitigen Unterbrechungen verursacht. Die Zahl der gemeldeten Netzstörungen im Zeitraum von 2002 bis Mitte 2008 ist in → 3 dargestellt. Die Bedrohung der physischen und informationstechnischen Güter durch terroristische Angriffe unterstreicht zudem die Notwendigkeit von widerstandsfähigen Stromnetzen mit selbstheilenden Fähigkeiten. Ein weiterer bedeutender Aspekt ist die Belastung der Umwelt. Etwa 80 % der Treibhausgasemissionen sind auf den CO₂-Gehalt in der Atmosphäre zurückzuführen, und die elektrische Energieerzeugung ist der größte Einzelverursacher von CO₂-Emissionen. Die Entwicklung des jährlichen CO₂-Ausstoßes (in Gigatonnen) von Kraftwerken im Vergleich zu anderen Verursachern ist in → 4 dargestellt. Über 40 % der CO₂-Emissionen werden von konventionellen Kraftwerken verursacht. Um diese Belastung zu reduzieren und gleichzeitig den weltweit steigenden Bedarf an elektrischer Energie decken zu können, sind erneuerbare Energien, ein wirksames Lastmanagement durch Beeinflussung des kundenseitigen Lastverhaltens (Demand Response, DR) und eine höhere Effizienz bei der Umwandlung, Übertragung, Nutzung und Speicherung der Energie erforderlich. Doch ein zunehmender Anteil an erneuerbaren Energien bringt eigene Herausforderungen mit sich. So steigt nicht nur die Unsicherheit in der Versorgung, auch die entlegene geografische Lage von Windparks und Sonnenkraftwerken belastet die bestehenden Infrastrukturen zusätzlich. Diese neuen Anforderungen können nur durch Umwandlung der vorhandenen Netze erfüllt werden, die größtenteils vor vielen Jahrzehnten entwickelt wurden und unter der zusätzlichen Belastung nun Zeichen der Alterung zeigen. Die Industrie und viele Regierun-

4 Zunahme der CO₂-Belastung mit der elektrischen Energieerzeugung als größtem Einzelverursacher



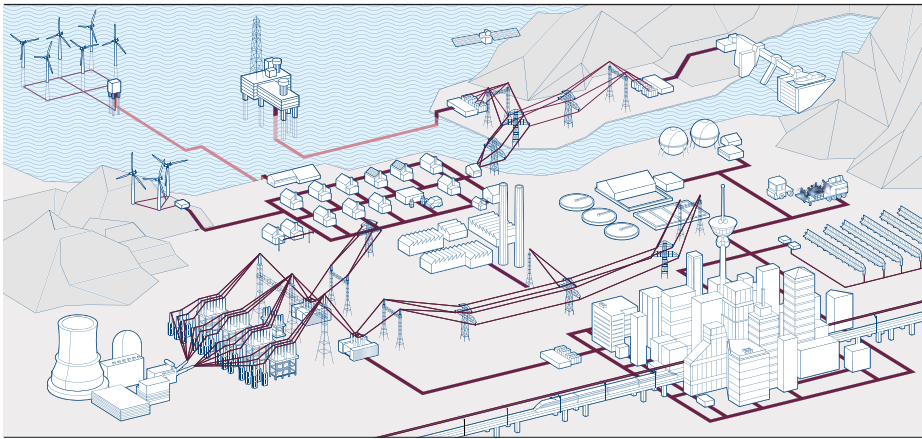
gen sind sich zunehmend einig, dass die Antwort auf diese Herausforderungen in intelligenten Netztechnologien liegt. Dieser Trend zeigt sich unter anderem in der Bewilligung von Fördergeldern in Höhe von 4 Mrd. USD durch die US-Regierung Ende 2009 für die Erforschung und Entwicklung, Demonstration und Implementierung von intelligenten Netztechnologien und der damit verbundenen Standards [9]. Auch die Europäische Union und China haben im Jahr 2009 umfangreiche Initiativen zur Erforschung, Demonstration und Implementierung intelligenter Netztechnologien angekündigt.

Herausforderungen intelligenter Netze

Die Bewältigung der größten Herausforderungen für intelligente Netze – mehr mit weniger zu erreichen und gleichzeitig die Effizienz, Zuverlässigkeit, Sicherheit und ökologische Nachhaltigkeit zu verbessern – hängt davon ab, ob es gelingt, das gesamte Netz, angefangen von den Prozessen der Energiegewinnung bis hin zur Bereitstellung und Nutzung der Energie, mit einer Kombination aus Sensor-, Kommunikations-, Informations- und Leittechnologien „intelligent“ zu gestalten → 5.

Zu den dringendsten technischen Herausforderungen gehören:

- die wirtschaftliche Erhöhung der Netzkapazität bei gleichzeitiger Minimierung der Umweltbelastung
- optimierte Nutzung der Netzressourcen durch Lastflusssteuerung und -management
- Steuerung und Management des Lastflusses zur Reduzierung der Leistungsverluste und des Spitzenbedarfs in den Übertragungs- und Verteilnetzen
- Anbindung erneuerbarer Energiequellen an lokalen und dezentralen Standorten an das Netz und Management von Erzeugungsquellen mit schwankendem Energiedargebot
- Integration und Optimierung der Energiespeicherung zur Reduzierung der Anforderungen an die Netzkapazität
- Integration mobiler Verbraucher (z. B. sogenannter Plug-in-Elektrofahrzeuge) als Quelle bzw. Last zur Stabilisierung des Netzes
- Reduzierung der Gefahr von Blackouts und – falls es dazu kommt – Erkennung und Isolierung von Netzstörungen und schnelle Wiederherstellung der Versorgung



- Management des kundenseitigen Lastverhaltens zur Entlastung des Netzes und zur Optimierung der Ressourcennutzung

Intelligente Netztechnologien

Ein intelligentes Netz umfasst vier Kategorien von Technologien, die zur Bereitstellung intelligenter Netzfunktionen zusammenarbeiten → 6. Die untere oder physikalische Ebene ist vergleichbar mit den Muskeln im menschlichen Körper. Hier wird die Energie umgewandelt, übertragen, gespeichert und genutzt. Die Ebene der Sensoren und Aktuatoren entspricht den sensorischen und motorischen Nerven, die die Umwelt wahrnehmen und die Muskeln steuern. Die Kommunikationsebene entspricht den Nerven, die die Wahrnehmungs- und motorischen Signale übertragen. Die Ebene der Entscheidungsintelligenz schließlich entspricht dem menschlichen Gehirn.

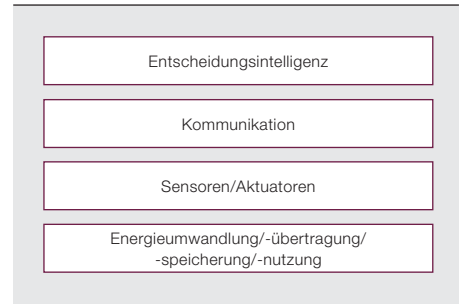
Die Entscheidungsintelligenzebene umfasst sämtliche Computerprogramme, die in einem Relais, einem intelligenten elektronischen Gerät (Intelligent Electronic Device, IED), einem Stationsautomatisierungssystem, einer Leitwarte oder dem Back-Office eines Unternehmens laufen → 7. Diese Programme verarbeiten die Informationen von den Sensoren bzw. den Kommunikations- und IT-Systemen und liefern entweder die Steueranweisungen oder Informationen zur Unterstützung von Geschäftsprozessentscheidungen. Die Steueranweisungen werden von den Aktuatoren ausgeführt und bewirken Veränderungen in der physikalischen Schicht zur Anpassung der Leistungsabgabe von Kraftwerken und der Lastflüsse innerhalb des Netzes.

Die Bedeutung der Entscheidungsintelligenz und des Aktuatorsystems in intelligenten Netzen kann gar nicht genug betont werden. Ohne steuerbare Netzkomponenten, die eine Versetzung des Netzes in ei-

nen effizienteren und zuverlässigeren Zustand ermöglichen, hätten die gesamten erfassten und kommunizierten Daten nur einen begrenzten Wert. Je mehr sich die Leistungsabgabe von Kraftwerken, die Lastflüsse in Übertragungsleitungen und der Verbrauch auf der Nutzerseite steuern lassen, desto effizienter und zuverlässiger kann der Netzbetrieb gestaltet werden. Ohne die Möglichkeit zur Lastflusssteuerung durch flexible Drehstrom-Übertragungssysteme (Flexible AC Transmission Systems, FACTS) wäre ein unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator, ISO) zum Beispiel nicht in der Lage, Übertragungsengpässe zu bewältigen, ohne auf weniger wirtschaftliche Lastverteilungspläne zurückgreifen zu müssen. Und ohne die Möglichkeit zur Steuerung von Geräten wie Transformator-Stufenschaltern oder automatisch geschalteten Kondensatorbatterien würde die Industrie die Entwicklung einer Spannungs- und Blindleistungsoptimierung zur Senkung der Leistungsverluste nicht einmal in Erwägung ziehen.

Damit die Entscheidungsintelligenzebene funktionieren kann, müssen Daten von den mit dem Netz verbundenen Geräten an die Steuereinheiten übertragen werden, die sich höchstwahrscheinlich in der Leitstelle des Energieversorgers befinden. Dort werden die Daten verarbeitet und in Form von Steueranweisungen an die Geräte zurück kommuniziert. Dies wird von der Kommunikations- und IT-Ebene realisiert, die für die zuverlässige und sichere Übertragung der Informationen an die betreffenden Stellen im Netz zuständig ist.

Es findet jedoch auch eine direkte Kommunikation zwischen Geräten (z. B. zwischen Reglern oder einzelnen IEDs) statt, da einige Echtzeit-Funktionalitäten nur so realisiert werden können. Interoperabilität und Datensicherheit sind wichtige Voraussetzun-



7 Beispiele für in der Entscheidungsintelligenzebene gesteuerte Anwendungen

- Steuerung und Einsatzplanung von Mikronetzen
- Angriffserkennung und Gegenmaßnahmen
- Betriebsmittelüberwachung und diagnostische Evaluierung
- Weitbereichsüberwachung, -schutz und -regelung
- Online-Erkennung und -Alarmierung bei Netzereignissen
- Überwachung und Dämpfung von Leistungspendelungen
- Spannungs- und Blindleistungsoptimierung
- Erkennung von drohenden Spannungszusammenbrüchen
- Intelligenter Lastausgleich und Neukonfiguration von Abzweigen
- Steuerung von sich selbst einstellenden, adaptiven Relais
- Endverbraucher-Energiemanagement
- Dynamische Leistungskompensation mithilfe von Energiespeichern und Spannungszwischenkreis-Wechselrichtern

gen für eine universelle Kommunikation zwischen Systemen mit unterschiedlichen Medien und Topologien und zur Unterstützung von „Plug-&-Play“-Funktionen für Geräte, die beim Anschluss an das Netz automatisch konfiguriert werden.

Intelligente Netzlösungen

Intelligente Netze können mithilfe vorhandener und in der Entwicklung befindlicher Technologien realisiert werden. ABB war bereits führend in der Entwicklung von intelligenten Netztechnologien lange bevor der Ausdruck „intelligentes Netz“ geprägt wurde, was die folgenden Beispiele belegen.

Weitbereichsüberwachungssystem (WAMS)

Das Weitbereichsüberwachungssystem (Wide Area Monitoring System, WAMS) von ABB erfasst an strategischen Punkten innerhalb des Netzes Informationen über den Netzzustand in Echtzeit. Die genauen Zeitstempel liefern GPS-Satelliten. Mithilfe dieser Vektordaten führt das System eine umfassende Analyse des Netzes zur Erkennung möglicher Instabilitäten durch. Im Jahr 2003

wurde die WAMS-Technologie vom Massachusetts Institute of Technology (MIT) als eine der 10 Technologien gewürdigt, die das Potenzial haben, die Welt zu verändern.

Fernwirk- und Datenerfassungssysteme (SCADA)

SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition Systems) überwachen Tausende von Messpunkten in nationalen und regionalen Stromnetzen. Sie modellieren Netze, simulieren den Lastbetrieb, lokalisieren Fehler, verhindern Ausfälle und unterstützen den Energiehandel. Mit über 5.000 Installationen weltweit ist ABB der größte Anbieter solcher Systeme. Das größte SCADA-System der Welt befindet sich in Karnataka, Indien, und stammt ebenfalls von ABB. Es umfasst 830 Unterstationen, die 16 Millionen Menschen mit Strom versorgen → 8, und ist in der Lage, die Effizienz des Netzbetriebs um 50 % zu steigern und gleichzeitig den Verlust an Verbrauchernutzen um 70 % zu reduzieren.

Besserer Leistungstransport durch FACTS

FACTS kompensieren die Leitungsinduktivität (durch Serienkompensation), um einen maximalen Leistungstransport zu gewährleisten, und ermöglichen die Steuerung von Lastflüssen. In einigen Fällen kann die Übertragungskapazität eines Netzes sogar verdoppelt werden. Außerdem helfen sie (durch dynamische Parallelkompensation) dabei, Störungen zu mildern und das Netz zu stabilisieren. Der größte statische Blindleistungskompensator (Static Var Compensator, SVC) der Welt mit einem Betriebsbereich von +575 MVar (kapazitiv) bis -145 MVar (induktiv) bei 500 kV wird von Allgheny Power in den USA betrieben und stammt ebenfalls von ABB. Insgesamt hat ABB über 700 Systeme installiert, was über 50 % aller weltweiten Installationen entspricht.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

HGÜ-Systeme wandeln den von Kraftwerken erzeugten Wechselstrom zur Übertragung in Gleichstrom und zur Verteilung an die Verbraucher wieder in Wechselstrom um. So können auch Netze mit unterschiedlichen Betriebsfrequenzen (z. B. 50 oder 60 Hz) mit HGÜ-Systemen gekoppelt werden, wobei Instabilitäten in einem Teil des Netzes isoliert und eingedämmt werden können. Die HGÜ eignet sich ideal für die verlustarme Übertragung elektrischer Energie von entlegenen oder schwierigen Standorten (z. B. unter Wasser) und über große Entfernungen. Ein Beispiel hierfür ist die

2.000 km lange Ultra-Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindung (UHGÜ-Verbindung) zwischen Xiangjiaba und Shanghai in China, die eine Reduzierung der Übertragungsverluste um über 30 % ermöglichen soll. Eines der leistungsstärksten Übertragungssysteme der Welt, das ebenfalls von ABB installiert wurde, besitzt eine Übertragungsleistung von 6.400 MW bei einer Spannung von ±800 kV.

Ein weiterer Vorteil der HGÜ sind die geringeren Infrastrukturkosten (weniger und kleinere Hochspannungsmasten, weniger Leitungen), was die höheren Investitionskosten für die Umrichterstationen ausgleicht. Mit über 50 Jahren Erfahrung gilt ABB weithin als Markt- und Technologieführer im Bereich HGÜ.

Fehlererkennung und Netzwiederaufbau

Eine bedeutende Komponente des Smart-Grid-Portfolios von ABB ist ein Stationsautomatisierungssystem für die Datenerfassung, Fernkommunikation, Überwachung, Steuerung, den Schutz und die Fehlerevaluierung in Schaltanlagen. Die Stationsautomatisierungssysteme von ABB entsprechen dem Kommunikationsstandard IEC 61850, wodurch die Interoperabilität mit anderen konformen Systemen gewährleistet ist. Bisher hat ABB über 700 Systeme verkauft, und eines der größten Systeme der Welt – ebenfalls von ABB – befindet sich in Moskau.

Prozesssteuerung bei der Energieerzeugung

Die Optimierung von Hilfssystemen in Kraftwerken bietet ein erhebliches Einsparungspotenzial, wenn man bedenkt, dass bis zu 8 % der erzeugten Energie von diesen Systemen verbraucht wird. Weitere Einsparungen lassen sich durch Optimierung des Verbrennungsprozesses und der Anfahrzeiten der Kessel erzielen. Mithilfe vorhandener ABB-Technologie können sowohl Einsparungen im Bereich der thermischen als auch der elektrischen Energie realisiert werden.

Effiziente industrielle Antriebe

Die Optimierung motorgetriebener Systeme stellt das größte Einzelpotenzial für Energieeinsparungen in der Industrie dar. Allein durch die Installation elektrischer Antriebssysteme können rund 3 % der Energie eingespart werden, was der Erzeugungleistung von über 200 mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken (mit je 500 MW) entspricht. Der weltweit installierte Bestand solcher Antriebslösungen von ABB sorgt für eine jährliche Einsparung von 170 Millionen Tonnen CO₂, was 20 % der Gesamtemissionen Deutschlands entspricht. Die Pro-

8 Leitstelle von Karnataka Power



9 SVC Light®-Anlage mit Energy-Storage-System



zesssteuerung stellt eine weitere wirksame und unmittelbare Möglichkeit für die Industrie dar, mithilfe von ABB-Technologie Energieeinsparungen von rund 30 % zu erzielen.

Optimale Performance durch Gebäudesystemtechnik

Laut dem Weltwirtschaftsrat für Nachhaltige Entwicklung (World Business Council for Sustainable Development, WBCSD) kann der Energieverbrauch durch die Installation von Automatisierungssystemen in Gebäuden um bis zu 60 % und der globale Verbrauch um bis zu 10 % gesenkt werden. Gebäudesystemtechnik von ABB ermöglicht die individuelle Anpassung einzelner Räume und Geräte, um eine möglichst effiziente Energienutzung zu gewährleisten. So konnte mithilfe der ABB i-bus/KNX-Technologie, die in Hotels, Flughäfen, Einkaufszentren und Wohnhäusern rund um die Welt eingesetzt wird, der Energieverbrauch in mehreren großen Gebäuden in Singapur um 30 % gesenkt werden.

Sonnenenergie und Wasserkraft

ABB bietet Leittechnik für Wind-, Wasser- und Sonnenkraftwerke sowie maßgeschneiderte Lösungen zur Anbindung umweltfreundlicher Energiequellen über große Entfernungen an das Netz. Ein solches Au-

tomatisierungssystem mit der dazugehörigen elektrischen Ausrüstung wurde für das erste 100-MW-Solargroßkraftwerk in Spanien (Andasol) geliefert. Die gesamte Anlagenleittechnik für das erste integrierte Solar-Kombikraftwerk der Welt, das mit einer Leistung von 175 MW in Algerien gebaut

ABB war bereits führend in der Entwicklung von intelligenten Netztechnologien lange bevor der Ausdruck „intelligentes Netz“ geprägt wurde.

wurde, stammt ebenso von ABB wie ein schlüsselfertiges solarthermisches 1-MW-Kraftwerk mit einem Ausnutzungsgrad von 80%, das in einer Rekordzeit in Spanien gebaut wurde. Bis dato hat ABB die Netzanbindung für 230 GW erneuerbare Energien realisiert.

Offshore-Windparks

ABB ist der weltweit größte Anbieter von elektrischer Ausrüstung und Dienstleistungen für die Windenergiebranche. Das Portfolio umfasst komplette elektrische Systeme für Windkraftanlagen sowie Unterwasserverbindungen zu Landnetzen. So wird der 125 km vor der Küste nördlich der Insel Borkum gelegene Offshore-Windpark – mit einer Erzeugungskapazität von bis zu 400 MW einer der größten Windparks der Welt – mithilfe von ölfreien ABB HVDC-Light®-Kabeln und kompakten Umrichterstationen an das deutsche Netz angebunden.

Energiespeicherung zur Überbrückung von Ausfallzeiten

Die Gesamtenergiemenge, die in ein elektrisches Netz eingespeist und daraus entnommen wird, muss zu jeder Zeit ausgeglichen sein. Jegliches Ungleichgewicht führt dazu, dass die Netzfrequenz vom normalen Wert von 50 oder 60 Hz abweicht. Die Bereitstellung von Regelleistung ist ein wichtiges Thema für Energieversorgungsunternehmen, insbesondere wenn es darum geht, den Energiemix um große Mengen erneuerbarer Energien mit schwankendem Dargebot wie Wind und Sonne zu erwei-

tern. Die Massenspeicherung elektrischer Energie hilft dabei, Ungleichgewichte im Netz zu kompensieren und die Notwendigkeit von umfangreichen rotierenden Reserven zu reduzieren. Eine Lösung für dieses Problem sind Batteriesysteme mit DC-AC-Umrichtern. Das größte batteriegestützte Energiespeichersystem (Battery Energy Storage System, BESS)² der Welt befindet sich in Fairbanks, Alaska, und wurde von ABB installiert. Die Anlage ist in der Lage, 15 Minuten lang eine Leistung von 26 MW bereitzustellen, und bietet dem Energieversorger somit genügend Zeit, bei einem Ausfall seine Erzeugungsreserve anzufahren.

Integration von Energiespeichern mit FACTS

FACTS regulieren den Lastfluss bzw. die Spannung in einem Netz, indem sie die Leitungsreaktanz regulieren oder Blindleistung einspeisen und so die Kapazität des Netzes maximieren. Durch die Kombination eines batteriegestützten Speichersystems mit FACTS (z. B. in Form einer SVC Light®-Anlage mit Energy Storage³), kann bei Bedarf schnell Wirkleistung in das Netz eingespeist oder entnommen werden → 9. Darüber hinaus bietet diese Technologie Unterstützung bei der Bereitstellung von Regelleistung, der Spitzenlastversorgung sowie bei der Spannungsregelung und der Sicherung der Versorgungsqualität. Die Lösung ist jetzt verfügbar, und zukünftige Systeme im MW-Bereich sind vorgesehen.

Das Netz für das 21. Jahrhundert

Die intelligente Netztechnologie ist keine Einzellösung, sondern vielmehr eine Zusammenstellung vorhandener und sich entwickelnder Technologien, die miteinander kooperieren. Bei richtiger Implementierung ermöglichen diese Technologien nicht nur eine Steigerung der Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Nutzung der Energie, sondern auch eine Optimierung der Zuverlässigkeit und des wirtschaftlichen Betriebs sowie die Integration von erneuerbaren Energien in das Netz und eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit durch Strommärkte und die Beteiligung der Verbraucher.

Fußnoten

- Das BESS umfasst eine massive Nickel-Cadmium-Batterie, Umrichtermodule, Zähler-, Schutz- und Steuereinrichtungen sowie Serviceausrüstungen. Im Betrieb liefert das System für einige Minuten ausreichend Energie, um die Zeit zwischen dem Auftreten einer Netzstörung und dem vollständigen Anfahren der Reserveerzeugung zu überbrücken.
- Mehr hierüber lesen Sie im Artikel „Stabilität durch Energiespeicherung: Die nächste Generation von FACTS“ auf Seite 24 dieses Hefts.

In 100 Jahren Technologieführerschaft hat ABB ein umfangreiches Portfolio von Produkten und Systemen entwickelt, die eine entscheidende Rolle beim Bau und Betrieb der intelligenten Netze des 21. Jahrhunderts spielen werden.

Enrique Santacana

President & CEO, ABB Inc.
Cary, NC, USA
enrique.santacana@us.abb.com

Bazmi Husain

Friedrich Pinnekamp
ABB Smart Grids
Zürich, Schweiz
bazmi.husain@ch.abb.com
friedrich.pinnekamp@ch.abb.com

Per Halvarsson

ABB Power Systems, Grid Systems/FACTS
Västerås, Schweden
per.halvarsson@se.abb.com

Gary Rackliffe

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

Le Tang

Xiaoming Feng
ABB Corporate Research
Raleigh, Nord Carolina, USA
le.tang@us.abb.com
xiaoming.feng@us.abb.com

Literaturhinweise

- Berst, Jesse: Why the smart grid industry can't talk the talk. 5. März 2009. www.smartgridnews.com (Abruf im Nov.2009)
- US House of Representatives (2007): Energy Independence and Security Act of 2007(US H.R. 6). <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2007/12/20071219-6.html> (Abruf im November 2009)
- US Department of Energy (2008): The smart grid: An introduction. www.oe.energy.gov/Smart-GridIntroduction.htm (Abruf im November 2009)
- US Department of Energy (2008): Smart grid system report. www.oe.energy.gov (Abruf im November 2009)
- Electricity Advisory Committee (2008): Smart grid: enabler of the new era economy.
- US Department of Energy (2003): Grid 2030: A national vision for the next 100 years. www.oe.energy.gov (Abruf im November 2009)
- European smart grid technology platform (2006): European Commission report. www.smartgrids.eu (Abruf im November 2009)
- Joint US-China Cooperation on Clean Energy (JUCCCE): Smart grid – future grid: A basic information report on smart grid. Memo vom 18. Dezember 2007
- American Recovery and Reinvestment Act of 2009, Pub. L. No. 111-5, 13 Stat. 115 (2009)



Wandel ermöglichen

Netzstabilisierung und Integration erneuerbarer Energien
in bestehende Netze mit dem PCS 6000 STATCOM

TOBIAS THURNHERR, CHRISTOPH G. SCHAUB – Der Energiemix der Zukunft wird neben herkömmlichen Ressourcen zunehmend erneuerbare Energien wie Wind, Wasser, Sonne und Gezeitenenergie enthalten. Dazu müssen das elektrische Netz und die Erzeugungseinheiten so erweitert werden, dass die neuen Energiequellen optimal integriert und eingesetzt werden können. Für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gilt es, die Erzeugungseinheiten für regenerative Energien so zu modifizieren, dass sie sich ähnlich verhalten wie konventionelle Erzeugungseinheiten. Das heißt, um eine effiziente Energieübertragung und -verteilung sicherzustellen,

muss die Blindleistungsbilanz in einem solchen System geregelt werden. Ein ineffizientes Blindleistungsmanagement kann zu hohen Netzverlusten, Überlastung von Betriebsmitteln, unzulässigen Spannungspegeln, Spannungsinstabilitäten oder gar zu Ausfällen führen. ABB bietet eine Vielzahl von Produkten zur Blindleistungskompensation und auch maßgeschneiderte Lösungen zur Bewältigung dieser Herausforderungen. Eine dieser Lösungen, der PCS 6000 STATCOM (Power Converter System 6000 Static Synchronous Compensator), leistet bereits hervorragende Dienste in Windparks in Großbritannien.

Mit dem Lebensstandard steigt auch der Energieverbrauch von Jahr zu Jahr. Laut einer Marktprognose von MAKE Consulting wird der weltweite Bedarf an elektrischer Energie zwischen 2006 und 2030 um 79,6 % ansteigen. Da herkömmliche, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke zu den großen Verursachern von Treibhausgasemissionen gehören und maßgeblich zur globalen Erwärmung beitragen, muss dieser Bedarf in zunehmendem Maße durch saubere und erneuerbare Energien gedeckt werden.

Im Jahr 2006 wurden 18 % des gesamten Stroms aus erneuerbaren Energien, hauptsächlich aus Wasserkraft, erzeugt. Der Umfang der zukünftigen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Gesamtanteil am Energiemix lassen sich nur schwer vorher sagen, da dies stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängt. Wenn jedoch die derzeit geplanten politischen Initiativen umgesetzt werden, ist bis zum Jahr 2030 eine Zunahme des Anteils an erneuerbaren Energien auf 23 % zu erwarten. Optimistische Schätzungen gehen sogar von einem Anteil von 62 % aus.

Unabhängig vom erreichten Anteil erneuerbarer Energien am Strommix der kommenden Jahre wird die Windkraft in der zukünftigen Energieversorgung eine bedeutende Rolle spielen. In einigen Ländern haben Windkraftanlagen bereits einen großen

Anteil an der Energieproduktion, und in einigen Regionen gibt es noch Platz für neue Windparks. Leider wird es immer schwieriger, neue Gebiete zu finden, in denen sich die Windenergie wirtschaftlich nutzen lässt, d. h. Gebiete, die zugänglich sind, in denen der Wind kontinuierlich weht und in denen die optische Störung durch die Anlagen vertretbar ist. Großes Potenzial besteht hingegen nach wie vor für Offshore-Anlagen, denn vor der Küste weht der Wind im Allgemeinen kontinuierlicher als an Land, und der Zugang ist weniger eingeschränkt.

Die Anbindung von Windkraftanlagen an vorhandene Netze stellt eine große Herausforderung dar. Da der ideale Standort für einen Windpark von den natürlichen Gegebenheiten bestimmt wird, befinden sich größere Anlagen in der Regel in einiger Entfernung von vorhandenen Übertragungsleitungen mit ausreichender Kapazität. Außerdem verhalten sich Windkraftanlagen im Hinblick auf die Blindleistungsbereitstellung, Frequenzregelung und dynamische Netzstützung (d. h. die Fähigkeit zur Spannungshaltung bei Netzstörungen) häufig anders als herkömmliche Erzeugungsanlagen wie Wärme- oder Kernkraftwerke. In Regionen, in denen ein großer Teil der Erzeugungskapazität aus Windkraftanlagen besteht, kann sich dies negativ auf die Stabilität des gesamten Netzes auswirken.

Aus diesem Grund sind die Netzbetreiber gezwungen, technische Standards, so genannte „Grid Codes“ oder Netzanschlussregeln aufzustellen, die erfüllt sein müssen, damit ein Windpark überhaupt an das Netz angeschlossen werden darf.

Blindleistungs- und Spannungsregelung

Anders als die Frequenz, die an jedem Punkt eines Verbundnetzes gleich sein muss, ist die Spannung ein lokaler Parameter, der je nach Standort und Lastfluss innerhalb des Netzes variiert. In einem Stromkreis mit rein ohmscher Last sind die Strom- und Spannungswellen phasengleich, und die maximale Wirkleistung wird übertragen. Aufgrund der induktiven Natur des Netzes verändert sich der elektrische Stromfluss jedoch, was dazu führt, dass die Spannungs- und Stromwellen phasenver-

schieben sind. In einem von einer Gleichstromquelle gespeisten Stromkreis entspricht die Impedanz dem Gesamtwider-

Die Windkraft wird in der zukünftigen Energieversorgung eine bedeutende Rolle spielen, und der ABB STATCOM kann zur Stabilisierung des Netzes beitragen.

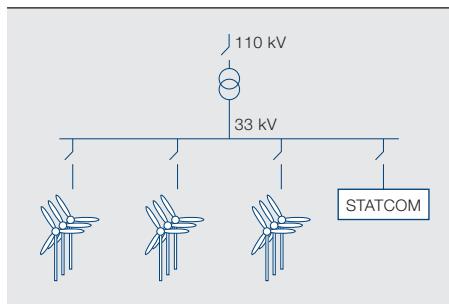
stand des Stromkreises. In einem Wechselstromkreis hingegen tragen die elektrischen Geräte innerhalb des Stromkreises wie Drosselspulen (Generatoren und Transformatoren), Kondensatoren und auch das Übertragungskabel selbst zur Impedanz bei (siehe Infobox 2 auf Seite 53 der ABB Technik 3/2009). Drosseln und Kondensatoren erzeugen oder verbrauchen Blindleistung und erzeugen dabei Stromflüsse. Um die Auswirkungen dieser Blindleistung zu reduzieren und eine maximale Wirkleistungsübertragung zu gewährleisten, sollten Geräte mit entsprechender Impedanz sorgfältig im Netz platziert werden.

In Regionen mit hohem Blindleistungsbedarf, d. h. Bereiche des Netzes mit vielen Asynchronmotoren, wird die lokale Spannung reduziert. Hier kann mithilfe einer Kondensatorbank die Impedanz der Motoren kompensiert und der nominelle Spannungspegel erhalten werden. Letzteres ist wichtig, weil die meisten elektrischen Komponenten nur kleine Spannungsabweichungen tolerieren. Ist die Spannung zu niedrig oder zu hoch, wird das Netz instabil, und einzelne Komponenten können in ihrer Funktion gestört oder beschädigt werden.

Blindleistungsflüsse wirken sich nicht nur auf die Spannung im Netz aus, sondern belasten auch Übertragungsleitungen und Transformatoren, was wiederum deren Fähigkeit zur Wirkleistungsübertragung begrenzt. Durch Reduzierung des Blindstroms in Übertragungsleitungen können die Kapazität erhöht und Verluste gesenkt werden. Eine Lösung hierfür ist schneller realisiert und kostengünstiger als der Bau zusätzlicher Übertragungsleitungen.

ABB bietet eine umfassende Palette an Produkten zur Blindleistungskompensation und maßgeschneiderte Lösungen zur Bewältigung dieser Herausforderungen.

1 Prinzipschaltbild des Windparks



Eine solche Lösung ist der Power Converter System 6000 Static Synchronous Compensator oder kurz PCS 6000 STATCOM. Dieses System erfüllt die strengsten Anforderungen im Hinblick auf die Regelgeschwindigkeit und ist in der Lage, auch bei Spannungseinbrüchen den vollen Blindstrom bereitzustellen, womit es eine ideale Ergänzung für Windparks darstellt. PCS 6000 STATCOM ermöglicht Windparks die Erfüllung anspruchsvoller Grid Codes, trägt zur Stabilisierung von Gegen- und Mittelspannungen in Industrieanlagen bei, bietet Blindleistungskompensation beim Hochlauf von Motoren und ermöglicht eine dynamische Spannungsregelung in schwachen Netzen.

ABB STATCOM

Eines der ersten Länder, in denen der Netzbetreiber einen Grid Code mit expliziten Blindleistungsanforderungen für Windparks einführt, war Großbritannien. Hier sind bereits mehrere statische synchrone Blindleistungskompensatoren (STATCOMS) von ABB zur statischen und dynamischen Netz-

Der ABB STATCOM wird von einem leistungsstarken Controller vom Typ AC 800PEC gesteuert, der schnelle und präzise Regelungs- und Schutzfunktionen bietet.

stützung im Einsatz. Vor Kurzem wurde ein 24-MVAr-STATCOM installiert, der dafür sorgt, dass der Windpark Little Cheyne Court in der Nähe von Rye in Kent im Südosten Englands die Anforderungen des nationalen Grid Codes erfüllt.

Eine typische Anordnung für einen Windpark ist in [1](#) dargestellt. Der STATCOM in Little Cheyne Court ist mit der Sekundär-

2 Containerversion des ABB STATCOM



seite des Windparktransformators (110 kV/33 kV) verbunden. Hier stabilisiert der STATCOM die lokale Spannung im Windpark durch Erzeugung eines Spannungsabfalls über dem Transformator. Doch je nach Kundenanforderung bzw. Grid Code könnte der STATCOM auch direkt an die Übertragungsebene auf der Primärseite des Windpark-Haupttransformators angeschlossen werden.

Anders als passive Komponenten wie Kondensatoren oder Drosselspulen ist der STATCOM in der Lage, seinen vollen Blindstrom auch bei niedrigen Spannungen abzugeben. Die einzige Einschränkung liegt im Wirkleistungsbedarf zur Deckung seiner Verluste. Die maximale Blindleistungsabgabe des Systems sinkt linear mit der Spannung, während sich die Blindleistungsabgabe bei passiven Komponenten proportional zum Quadrat der Spannung verhält.

Der PCS 6000 STATCOM besteht aus einem Spannungszwischenkreis-Umrichter, der über einen Transformator mit dem Netz

verbunden ist. Der Umrichter enthält sogenannte leistungselektronische Bausteine mit IGCTs (Integrated Gate Commutated Thyristor). Die in den 1990er Jahren entwickelten IGCTs verbinden die Vorteile von bipolaren Transistoren mit isoliertem Gate (Insulated Gate Bipolar Transistors, IGBTs) und abschaltbaren Thyristoren (Gate Turn-off Thyristors, GTOs), d.h. geringe Schalt- und Durchlassverluste, ein schnelles Schalt-

vermögen und eine hohe Zuverlässigkeit. Dieselbe IGCT-Plattform wird auch für Mittelspannungsantriebe, Frequenzumrichter für Bahnstromnetze und Vollumrichter für große Windkraftanlagen eingesetzt. Der IGCT ermöglicht eine hohe Leistungsdichte auf engem Raum und somit eine Verringerung der Gesamtgröße der Einheit.

Sämtliche STATCOM-Einheiten sind wassergekühlt und verfügen entweder über einen externen Wasser-Luft-Wärmetauscher oder einen Rohwasserkühlkreislauf. Die Wasserkühlung ersetzt Lüfter, wodurch der Luftaustausch mit der Umgebung reduziert bzw. vollständig beseitigt wird. So kann ein Eindringen von Staub, Sandkörnern und Salz in den Umrichter verhindert werden, was wiederum die Wartungsanforderungen reduziert.

Der ABB STATCOM kann entweder in einem Gebäude oder in einem kostengünstigen Freiluft-Container installiert werden [2](#). Der Container enthält eine Kühleinheit, ein Leitsystem mit einer Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS), eine Klimaanlage für den Leittechnikraum und eine Heizung für den Umrichterraum. Zur Verkürzung der Installations- und Inbetriebnahmezeit wird der Container vor der Auslieferung vollständig verkabelt und getestet.

Steuerung des STATCOM

Der ABB STATCOM wird von einem leistungsstarken Controller vom Typ AC 800PEC (Power Electronics Controller) gesteuert. Dieser bietet schnelle und präzise Regelungs- und Schutzfunktionen und koordiniert langsamere Prozesse wie die Überwachung und Steuerung der Kühleinheit sowie die Kommunikation über eine

Kundenschnittstelle – alles in einer einzigen Einheit.

Das Leitsystem wird vor der Auslieferung in der Schweiz eingerichtet. Ein maßstabsgerechter Hardwaresimulator ermöglicht dabei eine umfassende Abstimmung und Prüfung der Software, sodass bei der Inbetriebnahme der Anlage nur noch geringfügige Feinabstimmungen erforderlich sind.

STATCOMs für Windparks oder in Übertragungsnetzen werden normalerweise im U-Q-Regelungsmodus betrieben. Hierbei gibt der Netzbetreiber einen bestimmten Sollwert für die Spannung U_0 und eine Steilheit N vor → 3. Der STATCOM misst die Netzspannung und speist bei Bedarf Blindleistung in das Netz ein. Dieser Vorgang variiert linear mit der Differenz zwischen der gemessenen Spannung und der Sollspannung. Liegt die gemessene Spannung unter dem Sollwert, verhält sich der STATCOM wie eine Kondensatorbank und speist zur Unterstützung der Netzspannung Blindleistung in das Netz ein. Ist die gemessene Spannung höher als der Sollwert, verhält sich der STATCOM wie eine Drossel und senkt die Netzspannung. Die Steilheit definiert die Proportionalität zwischen dem Ausgang des STATCOM und der Differenz zwischen Sollspannung und gemessener Spannung.

Oberschwingungseigenschaften

Ein mit dem Netz verbundener Umrichter muss bestimmte Anforderungen im Hinblick auf Netzoberschwingungen (z. B. gemäß IEEE 519 oder IEC 61000-2-12) erfüllen. Je nach Größe der Einheit ist der PCS 6000 STATCOM dank der mehrstufigen Topologie in der Lage, diese Anforderungen ohne einen Oberschwingungsfilter zu erfüllen. Auf Wunsch kann ein geeigneter optionaler Filter zur Desymmetrierung des Arbeitsbereichs des STATCOM oder zur Filterung bestimmter vorhandener Oberschwingungen im Netz mitgeliefert werden.

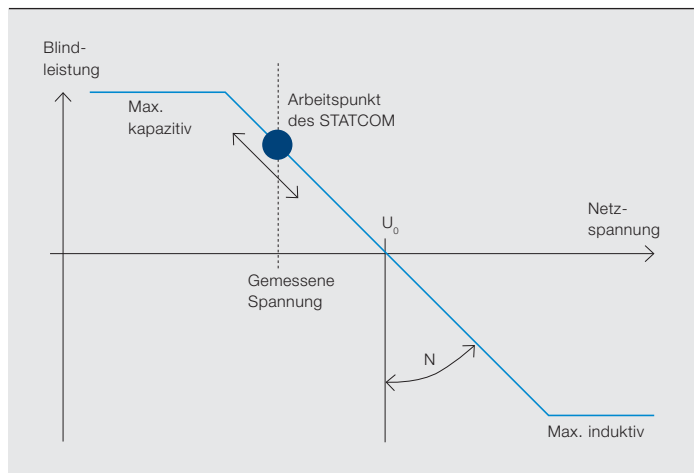
Ein bedeutender Vorteil des ABB STATCOM ist, dass seine Eingangsimpedanz auf einen bestimmten Bereich von Oberschwingungen abgestimmt werden kann. Dies ist äußerst nützlich für die Dämpfung schwingender Systeme. Eine Schwesteranlage des STATCOM von Little Cheyne Court ist so geregelt, dass die Eingangsimpedanz des STATCOM für einen bestimmten Bereich vom Vielfachen der Grundfrequenz resistiv ist, d. h. für diesen Frequenzbereich absorbiert der STATCOM Energie vom Netz und speist diese bei der Grundfrequenz

wieder ins Netz ein. Auf diese Weise können Resonanzen innerhalb des Windparks reduziert werden. In besagtem Windpark löst eine hochfrequente Schwingung, die ohne den dämpfenden Einfluss des STATCOMs auftritt, einen Oberwellenfehler in der Turbinensteuerung aus und führt zur sofortigen Trennung der Anlagen. Mit dem ABB STATCOM ist der Windpark in der Lage, sauberen Strom zu erzeugen, ohne darauf warten zu müssen, dass das Problem durch passive Komponenten gelöst wird → 4. Die bei getrenntem STATCOM gemessene Netzspannung ist in → 4a dargestellt. Eine der Grundfrequenzspannung überlagerte Oberschwingungsspannung ist deutlich erkennbar. Diese ist bei angeschlossenen STATCOM nicht mehr zu sehen → 4b.

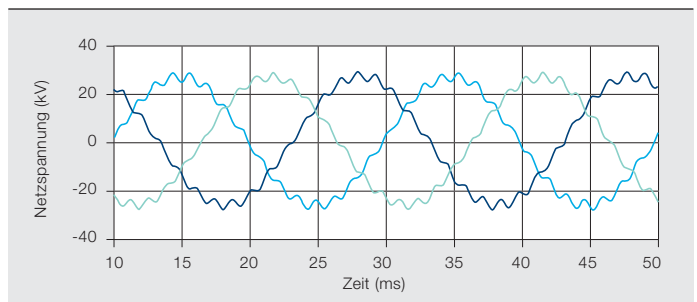
Eine erfolgreiche Lösung

Der PCS 6000 STATCOM von ABB ist eine robuste, zuverlässige und effiziente Lösung, die sich hervorragend als Ergänzung für Windparks zur Erfüllung der Netzanschlussregeln oder als schneller und dynamischer Blindleistungskompensator für Energieversorgungsunternehmen eignet. In einem Umfeld, in dem eine kontinuierliche und gleichbleibende Stromversorgung durch die verstärkte Nutzung von Windkraftanlagen und anderen weniger zuverlässigen Energiequellen sichergestellt werden soll, ist für den ABB STATCOM auch in Zukunft eine starke Nachfrage zu erwarten. Dies gilt insbesondere bei einer Ausdehnung der Energieversorgung der Zukunft in die Entwicklungsländer.

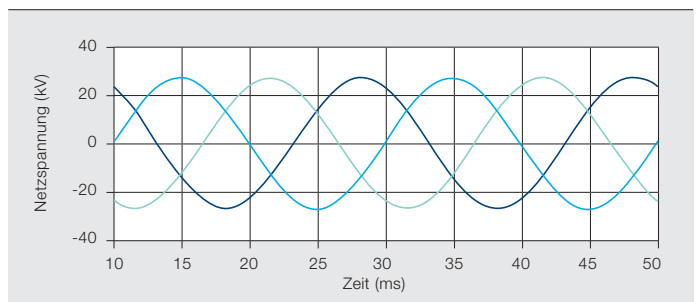
3 Typisches Regelprinzip des STATCOM



4 Spannung an der 33-kV-Sammelschiene des Windparks



4a Ohne STATCOM



4b Mit STATCOM

Tobias Thurnherr

Christoph G. Schaub

ABB Discrete Automation and Motion

Turgi, Schweiz

tobias.thurnherr@ch.abb.com

christoph.g.schaub@ch.abb.com

Weiterführende Literatur

- MAKE Consulting (Dezember 2008): „The Wind Forecast, Macro perspective“. www.make-consulting.com/fileadmin/pdf/2008/081219_Appetisser_Macro_Perspective.pdf (Abruf am 3. August 2009)
- Linhofer, G., Maibach, P., Umbricht, N.: „Die richtige Verbindung: Frequenzumrichter für die Bahnstromversorgung“. *ABB Technik 3/2008*: 49–55



Nachhaltige Verbindungen

HGÜ als Schlüssel-technologie auf dem Weg zu einem intelligenteren Netz

RAPHAEL GÖRNER, MIE-LOTTE BOHL – Die heutige Energieversorgung beruht überwiegend auf großen Erzeugungsanlagen, die mit fossilen und nuklearen Brennstoffen betrieben werden. Die Betriebsstrategie von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern basiert traditionell auf der Regelbarkeit dieser Anlagen zur Deckung des wesentlich unflexibleren und unkontrollierbaren Bedarfs. Dies ändert sich mit der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne. Da die Verfügbarkeit dieser neuen Technologien weniger kontrollierbar und vorhersehbar ist, müssen die Netze in der Lage sein, schnell, zuverlässig und wirtschaftlich auf große und unerwartete Schwankungen auf der Versorgungsseite zu reagieren. Die HGÜ-Technologie und insbesondere HVDC Light® ermöglichen eine rasche und präzise Regelung der Spannungen und Lastflüsse. Die Technologie ist zuverlässig und wirtschaftlich und kann zur flexiblen Erweiterung bestehender Drehstromnetze eingesetzt werden. Darüber hinaus stellt HVDC Light eine optimale Lösung zur Anbindung großer Offshore-Windparks an Drehstromnetze dar.

1 HGÜ-Anwendungen und -Technologien

Anwendung	Technologie
Effiziente Übertragung großer Energiemengen über große Entfernungen	UHVDC, HVDC
Übertragung per Seekabel	HVDC, HVDC Light
Anbindung erneuerbarer Energien	Dezentrale Wasserkraft: HVDC, UHVDC Offshore-Windkraft: HVDC Light Gleichstromnetz (HVDC Light)
Netzzuverlässigkeit	HVDC Light
Neubau von Übertragungsleitungen schwierig	HVDC-Light-Erdkabel Umwandlung von Drehstrom-Freileitungen zu Gleichstrom-Freileitungen: HVDC, HVDC Light
Netzkopplungen Stromhandel	Asynchrone Verbindungen: HVDC, HVDC-Light-Kurzkupplung

HVDC als Werkzeug für die intelligente Übertragung

Die HGÜ-Technologien von ABB (engl. High-Voltage Direct Current, HVDC) kommt in einigen der anspruchsvollsten Übertragungssysteme zum Einsatz, die zurzeit realisiert werden. Diese Technologien – HVDC Classic und HVDC Light – unterscheiden sich hauptsächlich in ihren Anwendungen → 1. HVDC Classic kommt vornehmlich bei der Punkt-zu-Punkt-Übertragung großer Energiemengen über große Entfernungen zum Einsatz. Eine typische Anwendung ist die Übertragung von mehreren Tausend Megawatt von abgelegenen Wasserkraftwerken zu entfernten Verbrauchschwerpunkten. Ein Beispiel hierfür ist die 800-kV-Verbindung zwischen Xiangjiaba und Shanghai in China mit einer Länge von über 2.000 km und einer Übertragungskapazität von 6.400 MW. Die Verbindung hat einen Gesamtwirkungsgrad von 93 % und benötigt im Vergleich zu herkömmlichen Technologien weniger als 40 % der Landfläche. Auch die Zuverlässigkeit ist mit über 99,5 % sehr hoch.

HVDC Light hingegen eignet sich ideal zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien wie Windenergieanlagen in vorhandene Drehstromnetze. Aufgrund ihrer hohen Flexibilität und Anpassungsfähigkeit wird die HVDC-Light-Technologie darüber hinaus für die intelligente Energieübertragung und zur Realisierung intelligenter Netze eingesetzt.

Die erste HGÜ-Verbindung zur Anbindung eines Offshore-Windparks an ein Drehstromnetz ist das BorWin1-Projekt. Hierbei handelt es sich um eine auf der HVDC-Light-Technologie von ABB basierende 200 km lange Verbindung zwischen dem Windpark BARD Offshore 1 vor der deutschen Nordseeküste und dem HGÜ-Netz auf dem deutschen Festland. Die Verbindung hat eine Übertragungskapazität von

Über die 800-kV-Gleichstromverbindung zwischen Xiangjiaba und Shanghai können 6.400 MW über eine Entfernung von mehr als 2.000 km transportiert werden.

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) kann aufgrund ihrer besonderen Eigenschaften auf vielerlei Weise zur Entwicklung zukünftiger Netze beitragen. Dazu gehören:

Flexibilität: Die HGÜ unterstützt eine schnelle Reaktion auf betriebliche Veränderungen und Kundenbedürfnisse.

Zugänglichkeit: Die HGÜ ermöglicht die Anbindung verschiedener Energiequellen einschließlich erneuerbarer Energien und lokaler Erzeugungsanlagen.

Zuverlässigkeit: Die HGÜ sichert die Versorgungsqualität und erhöht die Beständigkeit gegenüber Unsicherheiten und Gefahren, die mit der Nutzung erneuerbarer Energien verbunden sind.

Wirtschaftlichkeit: Die HGÜ unterstützt einen effizienten Netzbetrieb und ein effizientes Energiemanagement und ermöglicht eine flexible Anpassung an neue Vorschriften.

Technisch gesehen unterstützt die HGÜ-Technologie folgende Aufgaben:

- Lastflusssteuerung
- Blindleistungsunterstützung
- Spannungsregelung
- Dämpfung von Leistungspendelungen
- Flickerkompensation
- Spannungsqualität
- Behandlung asymmetrischer Lasten
- Behandlung unbeständiger Lasten

400 MW bei einer Gleichspannung von ± 150 kV und ist seit Ende 2009 betriebsbereit.

Nach seiner Fertigstellung soll der Windpark BARD Offshore 1 80 Windenergieanlagen mit einer Leistung von jeweils 5 MW umfassen, die ihren Strom in ein 36-kV-Drehstromkabelsystem speisen. Diese Spannung wird dann auf 155 kV AC hochtransformiert und anschließend in der HVDC-Light-Umrichterstation, die sich auf einer speziellen Plattform befindet, in ± 150 -kV-Gleichstrom umgewandelt → 2. Von dort wird der Strom in zwei 125 km lange Seekabel gespeist, die dann in zwei 75 km lange Landkabel münden und insgesamt 400 MW zur Umrichterstation in Diele transportieren.

HVDC Light-Technologie

HVDC Light basiert auf Spannungszwischenkreis-Umrichtern (Voltage Source Converter, VSC) und in Reihe geschalteten bipolaren Transistoren mit isoliertem Gate (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT) zur Erzeugung des gewünschten Spannungsniveaus. Die Technologie wird zur Energieübertragung, Blindleistungskompensation sowie zur Kompensation von Oberschwingungen und Flicker eingesetzt.

Neben dem Umrichter selbst umfasst eine HVDC-Light-Station AC- und DC-Schaltfelder, Filter und ein Kühlsystem. Der ABB-Umrichter ist so konzipiert, dass während des stationären und dynamischen Betriebs nur äußerst niedrige Erdströme induziert werden. Dies ist ein bedeutender Vorteil in einer Offshore-Umgebung, da für diese Art der Installation keinerlei Kathodenschutz erforderlich ist.

Die Höhe und Phase der Spannung kann innerhalb der systembedingten Grenzen frei und nahezu ohne Verzögerung geregelt werden. Dies ermöglicht eine unabhängige und schnelle Regelung der Wirk- und Blindleistung bei geringen Oberschwingungen (auch in schwachen Netzen).

Üblicherweise regelt jede Station ihren Blindleistungsbeitrag unabhängig von der anderen Station. Die Wirkleistung kann stufenlos geregelt und bei Bedarf nahezu verzögerungsfrei von „volle Leistungsabgabe“ auf „volle Leistungsaufnahme“ umgeschaltet werden. Der Wirkleistungsfluss durch das HGÜ-System wird dadurch ausgeglichen, dass eine Station die Gleichspannung regelt, während die andere die übertragene Leistung beliebig anpasst. Dazu ist keine Telekommunikation erforderlich.

2 Die plattformbasierte HVDC-Light-Umrichterstation BorWin alpha



Aus Systemsicht wirkt ein HVDC-Light-Umrichter wie ein trägheitsfreier Motor bzw. Generator, der sowohl die Wirk- als auch die Blindleistung regelt. Außerdem trägt er nicht zur Kurzschlussleistung des Netzes bei, da der Wechselstrom durch den Umrichter geregelt wird.

Integration von Offshore-Windparks

Die Fähigkeit einer HVDC-Light-Umrichterstation zur Erzeugung einer Wechselspannung mit beliebiger Phase oder Amplitude ist besonders nützlich beim Hochfahren eines Offshore-Netzes. Zu Beginn arbeitet der Offshore-Umrichter als Generator im Frequenzregelungsmodus und erzeugt eine Wechselspannung mit der erforderlichen Amplitude und Frequenz. Diese wird gleichmäßig erhöht, um transiente Überspannungen und Einschaltströme zu verhindern. Schließlich werden die Windenergieanlagen automatisch mit dem Offshore-Netz verbunden, nachdem für eine bestimmte Zeit die korrekte Wechselspannung erkannt wurde. Diese Funktionalität kann mit der klassischen thyristorbasierten HGÜ nicht erreicht werden, da hier eine starke Leitungsspannung für die Kommutierung erforderlich ist.

Auf ähnliche Weise kann eine HVDC-Light-Verbindung auch zum Netzwiederaufbau

nach einem Blackout genutzt werden. Bei einem Blackout trennt sich der Umrichter automatisch vom Netz und arbeitet mit „Eigenbedarfsleistung“ weiter. Dies ist möglich, weil der Stromrichtertransformator mit einer speziellen Hilfswicklung zur Versorgung der Umrichterstation ausgestattet ist.

HVDC Light eignet sich ideal zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien wie Windenergieanlagen in vorhandene Drehstromnetze.

Erfüllung strenger Netzanschlussregeln

Angesichts der raschen Zunahme der weltweit installierten Windenergieleistung werden auch die Regeln für den Netzanschluss (der sogenannte „Grid Code“) immer strenger. Die meisten derzeitigen Regelwerke fordern sogenannte „Ride-Through“-Fähigkeiten für einen ungestörten Weiterbetrieb bei Störungen oder Spannungsabfällen. Dies bedeutet, dass eine Windenergieanlage bzw. ein Windpark in der Lage sein muss, plötzliche Spannungsabfälle auf 15 % (in manchen Fällen sogar auf 0 %) der nominalen Netzspannung bis zu 150 ms lang zu überstehen.

Häufig gelten auch entsprechende Anforderungen an das Frequenzverhalten (d. h. die Ausgangsleistung des Windparks muss bei

sinkender Netzfrequenz erhöht werden und umgekehrt). Bei einem über eine HVDC-Light-Verbindung angeschlossenen Windpark kann die Frequenzregelung über eine Telekommunikationsverbindung realisiert werden, über die auch die momentane Hauptnetzfrequenz und andere Größen übermittelt werden. Da sich die Amplitude, Frequenz und Phase der Spannung im Windparknetz vollständig von den Umrichtern regeln lassen, kann die Hauptnetzfrequenz ohne nennenswerte Verzögerung auf das Windparknetz „gespiegelt“ werden. Sinkt die Spannung im Hauptnetz, wird die Leistungsübertragungskapazität aufgrund der Strombegrenzung des landseitigen Umrichters entsprechend reduziert. In einem „normalen“ HVDC-Light-System, das zwei Übertragungsnetze miteinander verbindet, wird in einem solchen Fall die Eingangsleistung des gleichrichtenden Umrichters durch Regelung des Stroms mithilfe eines geschlossenen Regelkreises sofort gesenkt. Eine Reduzierung der Eingangsleistung des Offshore-Umrichters kann jedoch zu einem starken Spannungsanstieg im Windparknetz und somit zur Abschaltung des Um-

Die Fähigkeit einer HVDC-Light-Umrichterstation zur Erzeugung einer Wechselspannung mit beliebiger Phase oder Amplitude ist besonders nützlich beim Hochfahren eines Offshore-Netzes.

richters und/oder der Windenergieanlagen führen. Eine mögliche Lösung besteht darin, die Netzspannung des Windparks zur sofortigen Senkung der Ausgangsleistung der Anlagen zu nutzen. Aufgrund der niedrigen Gleichstromkapazität der Verbindung kann die Gleichspannung bei einer Unterbrechung des Leistungsflusses innerhalb von 5–10 ms auf einen unzulässig hohen Wert ansteigen (z. B. auf den Überspannungs-Auslösewert von 30%). Daher müssen die Anlagen in der Lage sein, einen solchen Zustand zu erkennen und ihre Ausgangsleistung inner-

halb dieses Zeitfensters zu senken. Alternativ kann ein Gleichstrom-Chopper eingesetzt werden, um die überschüssige Energie abzuführen, die nicht vom wechselrichtenden Umrichter übertragen werden kann. Dadurch wird die Gefahr von abrupten Veränderungen der Anlagenausgangsleistung ebenso minimiert wie mögliche auf die Anlagen wirkende Störungen.

Die Senkung der Ausgangsleistung von Windenergieanlagen ist eine wirksame Methode, die allerdings von der Reaktion der Anlagen auf Spannungsschwankungen abhängt. Ein Gleichstrom-Chopper hingegen stellt eine robustere Lösung dar, da er unabhängig vom Anlagentyp immer gleich funktioniert. Hinzu kommt, dass eine HVDC-Light-Verbindung mit einem Chopper das Windparknetz von Störungen und anderen transienten Vorgängen im Hauptnetz entkoppelt, was die mechanische Belastung der Anlagenkomponenten reduziert.

Diese innovative HVDC-Light-Lösung liefert ABB an den deutschen Übertragungsnetzbetreiber Transpower (vormals E.ON Netz) zur Anbindung eines der größten Offshore-Windparks der Welt. Hierbei handelt es sich um das erste Projekt zur Anbindung von Offshore-Windenergie an das Drehstrom-Hauptnetz per HGÜ.

Die HVDC-Light-Technologie zeichnet sich durch sehr schwache elektromagnetische Felder, ölfreie Kabel und kompakte Umrichterstationen aus und ermöglicht eine Senkung der Übertragungsverluste um bis zu 20% im Vergleich zu herkömmlichen Technologien. Die oben genannte Verbindung wird einen wichtigen Beitrag zu der von der Bundesregierung angestrebten Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von derzeit 15% auf 25–30% bis zum Jahr 2030 leisten.

Bausteine für „Supernetze“

Einer der bedeutendsten Antriebsfaktoren für intelligente Netze ist die Integration erneuerbarer Energien, insbesondere von Offshore-Windenergie, in die vorhandenen Hochspannungs-Drehstromnetze. Dies ist eine wichtige Voraussetzung für den Ersatz fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien. Ein weiterer Vorteil besteht in der hohen Effizienz der HVDC-Light-Übertragungstechnologie und in der Tatsache, dass die dazugehörigen Systeme aus unschädlichen Materialien hergestellt werden. In Verbindung mit wirksamen gesetzlichen Rahmenbedingungen werden die zukünftigen Netze den Stromkunden mehr Wahlmöglichkeiten bieten, den Wettbewerb zwischen verschiedenen Anbietern fördern und

die Entwicklung innovativer Technologien unterstützen. Mit zunehmender Intelligenz der Netze kann auch die Verfügbarkeit und Qualität der Stromversorgung auf wesentlich effizientere Weise gesteuert werden, was sich unterstützend auf die heutigen Drehstromnetze auswirkt.

Das jüngste HVDC-Light-Projekt BorWin1 ist ein hervorragendes Beispiel für einen Baustein des zukünftigen Netzes. Die Kombination solcher Offshore-Netzanbindungen und Netzkupplungen für den Energiehandel zwischen benachbarten Ländern erleichtert zudem die Entwicklung sogenannter „Supernetze“. Diese den Drehstromnetzen überlagerten, entweder offshore oder an Land befindlichen Gleichstromnetze werden in der Lage sein, große Energiemengen in bestehende Drehstromnetze einzuspeisen.

Ein weiteres Beispiel ist der sogenannte East-West Interconnector, eine 250 km lange Verbindung zwischen dem irischen und dem britischen Drehstromnetz mit einer Übertragungsleistung von 500 MW bei 200 kV. Der größte Teil der 250 km langen Strecke zwischen den beiden Umrichterstationen wird von einem 186 km langen, durch die Irische See verlaufenden Seekabel und die restliche Entfernung durch kurze Landkabel überbrückt. Das Übertragungssystem basiert auf HVDC Light und soll 2012 in Betrieb gehen.

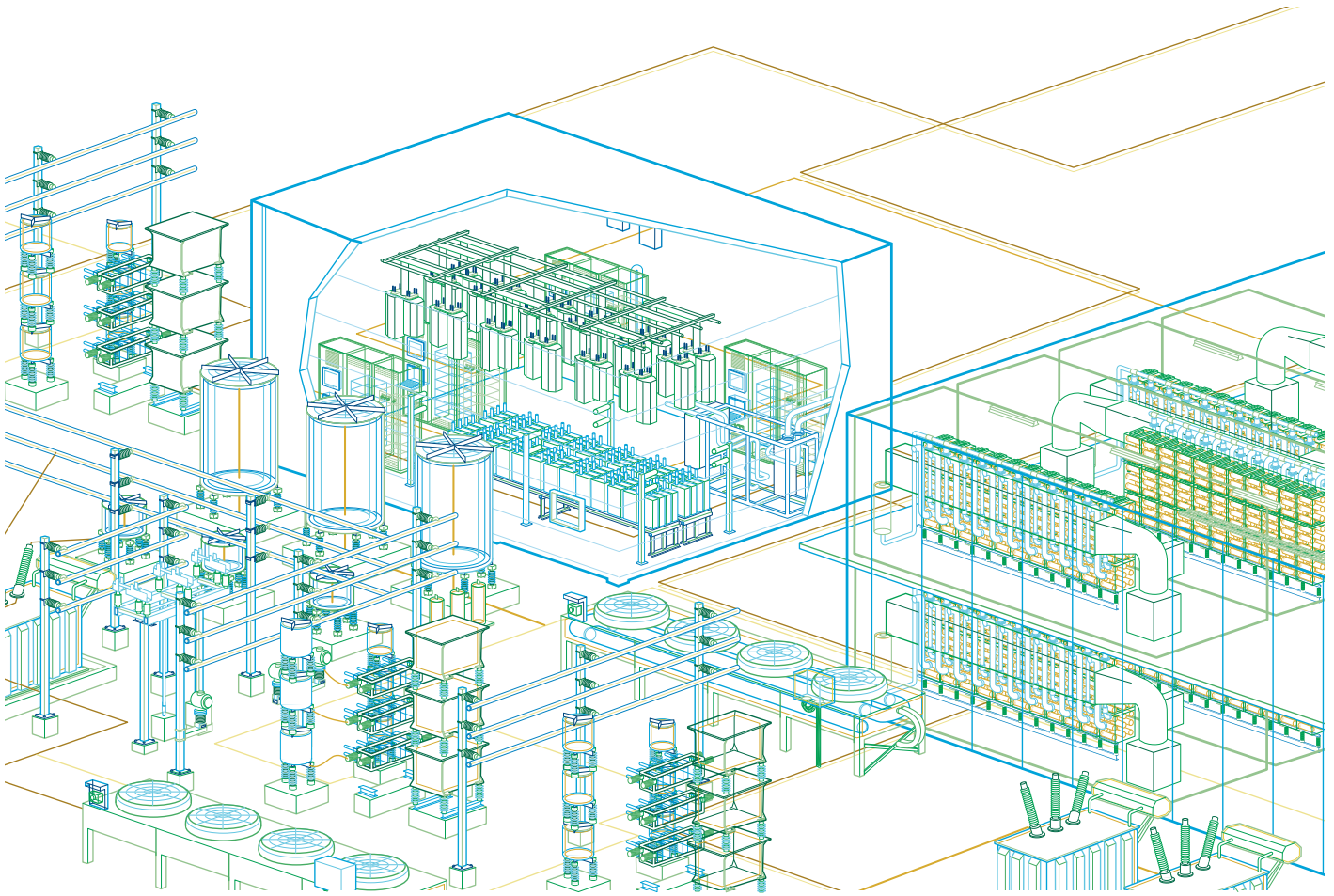
Der Einfluss dieser Bausteine auf die Entwicklung von Supernetzen ähnelt der historischen Entwicklung von Hochspannungs-Drehstromnetzen. Vor 100 Jahren ermöglichten Kuppelleitungen den Zusammenschluss von lokalen Erzeugungseinheiten und Übertragungsleitungen zu lokalen Netzen, die sich wiederum zu regionalen Netzen weiterentwickelten. Die zukünftigen Netze werden nicht nur flexibler und intelligenter, sondern auch zuverlässiger und effizienter sein und bessere Kontrollmöglichkeiten über die Erzeugung, die Integration, den Verbrauch, die Netzspannung und die Lastflüsse bieten. Bei der Realisierung dieser Vision wird die HGÜ eine entscheidende Rolle spielen.

Raphael Görner

ABB Power Systems, Grid Systems
Mannheim, Deutschland
raphael.goerner@de.abb.com

Mie-Lotte Bohl

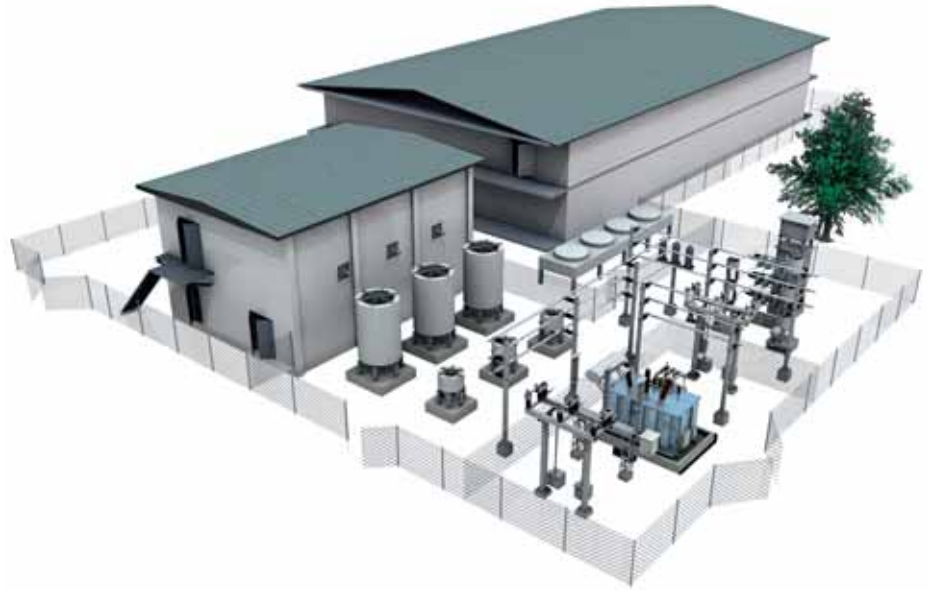
ABB Power Systems, HVDC and FACTS
Ludvika, Schweden
mie-lotte.bohl@se.abb.com



Stabilität durch Speicherung

Die nächste Generation von FACTS

ROLF GRÜNBAUM, PER HALVARSSON – Eine der Herausforderungen von intelligenten Netzen liegt in der Handhabung von Energiequellen mit starker Volatilität. Doch angesichts der zunehmenden Bedeutung von erneuerbaren Energiequellen wie Sonne und Wind ist dies unumgänglich. Als Antwort auf diese Herausforderung bietet ABB eine Reihe von Energiespeicherlösungen wie das neueste Mitglied der ABB FACTS-Familie, das die SVC-Light®-Technologie mit modernster batteriegestützter Energiespeichertechnik kombiniert. Diese Zusammenführung der beiden Technologien ermöglicht den Leistungsausgleich in Stromnetzen und somit die umfangreiche Einbindung erneuerbarer Energien. Außerdem kann das System zur Verbesserung der Stabilität und Spannungsqualität in Netzen mit einem größeren Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung beitragen.



Mit der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energien steigen auch die Anforderungen an die Erhaltung der Netzstabilität und die Erfüllung von Netzanschlussregeln (sog. Grid Codes). Die Antwort von ABB auf diese Herausforderung heißt SVC Light® mit Energy Storage und ist ein dynamisches Energiespeichersystem auf der Basis einer Lithium-Ionen-Batterie in Kombination mit einem statischen synchronen Blindleistungskompensator (STATCOM¹) vom Typ SVC Light® → 1. Dieser kann sowohl auf der Übertragungsebene als auch auf regionaler und lokaler Verteilungsebene mit dem Netz verbunden werden. Als Schaltgeräte kommen beim SVC Light modernste bipolare Transistoren mit isoliertem Gate (Insulated-Gate Bipolar Transistors, IGBTs) zum Einsatz.

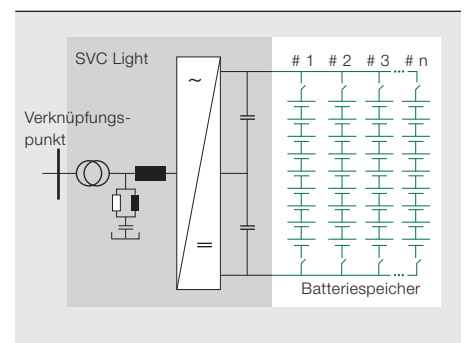
SVC Light mit Energy Storage von ABB ist für dynamische Energiespeicheranwendungen in der Industrie und der elektrischen Energieübertragung und -verteilung ausgelegt, bei denen sowohl eine kontinuierliche Blindleistungsregelung als auch eine kurzfristige Wirkleistungsunterstützung erforderlich ist. Die Technologie ermöglicht die unabhängige und dynamische Regelung von Wirk- und Blindleistung in einem Stromnetz, wobei durch die Regelung der Wirkleistung neue Dienste auf der Basis der dynamischen Energiespeicherung realisiert werden können.

Die Energiespeicherlösung kann sowohl zur Lastunterstützung als auch für zusätzliche Netzdienste wie die Regulierung der Netzfrequenz genutzt werden. Eine weitere vielversprechende Anwendung ist der Einsatz in einer Infrastruktur für sogenannte Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeuge (Plug-In Hybrid Electric Vehicles, PHEVs). Das System ermöglicht eine äußerst skalierbare Art der Energiespeicherung. Zurzeit liegen die typischen Nennleistungen und Speicherkapazitäten im Bereich von 20 MW, doch mit der neuen FACTS-Technologie sind bis zu 50 MW für 60 Minuten und mehr möglich. Und angesichts der kontinuierlich sinkenden Preise für Batterien werden immer mehr Anwendungen, die größere Batteriespeicher erfordern, wirtschaftlich tragbar. So kann zum Beispiel aus erneuerbaren Quellen gewonnene Energie zu Zeiten geringen Bedarfs für mehrere Stunden gespeichert und zu Spitzenzeiten in das Netz eingespeist werden.

Grundmechanismen

Das Energiespeichersystem ist über eine Strangdrosselspule und einen Leistungstransformator mit dem Netz verbunden → 2. SVC Light mit Energy Storage ist in der Lage, sowohl wie ein gewöhnlicher SVC Light die Blindleistung Q als auch die Wirkleistung P zu regulieren. Die Netzspannung und der Strom im Spannungszwischenkreis-Umrichter (Voltage Source Converter, VSC) bestimmen die Scheinleistung des VSC, während die Größe der Batterie durch

2 Prinzipschaltbild des SVC Light mit Energy Storage



die Energiespeicheranforderungen festgelegt wird. Folglich kann die Spitzenwirkleistung der Batterie kleiner sein als die Scheinleistung des VSC, z. B. 10 MW Batterieleistung für einen SVC Light mit ± 30 MVar.

Da ein Störfall typischerweise nur Bruchteile einer Sekunde andauert, muss die erforderliche Reserveleistung nur für kurze Zeit bereitgestellt werden. Auch ein Zusatzdienst wie die Frequenzregelung in einer bestimmten Zone wird im Allgemeinen nur für jeweils wenige Minuten benötigt. In diesem Fall kann ein Energiespeichersystem den erforderlichen Überschuss an Wirkleistung be-

Fußnote

- 1 STATCOM = Static Synchronous Compensator. Ein Gerät mit einer ähnlichen Funktionsweise wie ein SVC, aber auf der Basis von Spannungszwischenkreis-Umrichtern (VSCs).

3 VSC-Ventil



reitstellen und später unter normalen Bedingungen vom Netz wieder aufgeladen werden.

Hauptkomponenten des Systems

Ein komplettes „SVC Light mit Energy Storage“-System umfasst die folgenden Komponenten:

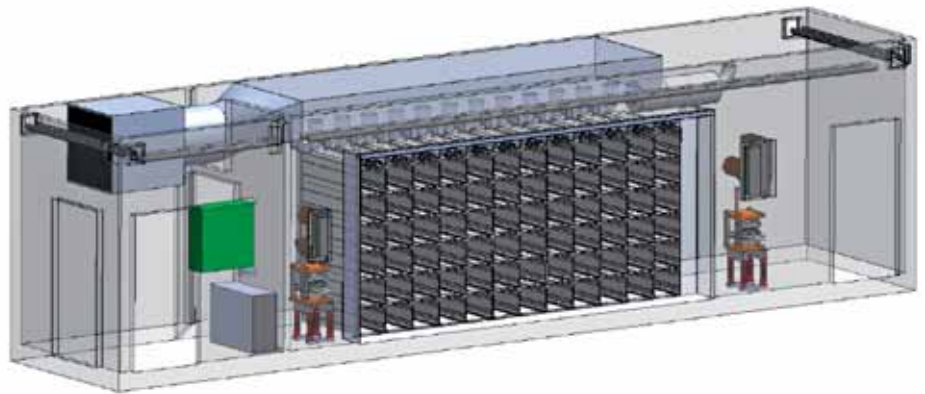
- Leistungstransformator
- SVC Light
- Batteriesystem
- Hochspannungsausrüstung für Gleich- und Wechselstrom
- Steuerungs- und Schutzsystem
- Hilfsenergieeinrichtungen

Dank des modularisierten Aufbaus ist die neue Energiespeichertechnologie sowohl im Hinblick auf die Nennleistung als auch die Energie leicht skalierbar. Die Batterien und der VSC sind integriert, und eine Überwachung und Prüfung des Betriebszustands beider Komponenten erfolgt innerhalb desselben Systems. Dieses sorgt für die erforderliche Sicherheit und Reaktionsfähigkeit auf mögliche Störungen und ihre Folgen. Darüber hinaus zeichnet sich die Lösung durch geringe Verluste und einen sehr hohen Wirkungsgrad aus.

Der VSC besteht aus IGBTs und Dioden → 3. Zur Bewältigung der erforderlichen Spannung sind die Halbleiter in Reihe geschaltet. Der VSC ist wassergekühlt, was eine kompakte Ausführung des Umrichters und eine hohe Stromtragfähigkeit ermöglicht.

Jede IGBT- und Diodenkomponente ist in einem modularen Gehäuse untergebracht. Dieses besteht aus einer Reihe von Untermodulen, die wiederum mehrere Halbleiterchips (vom Typ ABB StakPak™) umfassen.

4 Batterieraum



Batteriesystem

Da SVC Light für Hochleistungsanwendungen ausgelegt ist und in Reihe geschaltete IGBTs zur Anpassung des Spannungsniveaus verwendet werden, besteht eine hohe Spannung zwischen den Polen. Daher müssen mehrere Batterien in Reihe geschaltet werden, um das erforderliche Spannungsniveau in einer Batteriereihe zu erreichen. Eine höhere Leistung und Energie kann durch Hinzufügen mehrerer paralleler Batteriereihen erreicht werden.

Das Batteriesystem besteht aus gestellmontierten Lithium-Ionen-Modulen. Jede Modulgruppe liefert die erforderliche Bemessungs-Gleichspannung und Speicherkapazität für den betreffenden Anwendungsfall. Die Lithium-Ionen-Batterien werden für die jeweilige Anwendung sorgfältig getestet [1]. Ein Batterieraum ist in → 4 dargestellt.

Die für SVC Light mit Energy Storage gewählte Lithium-Ionen-Technologie zeichnet sich durch eine Vielzahl wertvoller Eigenschaften aus:

- hohe Energiedichte
- sehr kurze Reaktionszeit
- hohe Lade- und Entladeleistung
- hervorragende Zyklenfestigkeit
- sich stark entwickelnde Technologie
- hoher Gesamtwirkungsgrad
- hohe Ladungserhaltung
- wartungsfreies Design

Anwendungen

Die dynamische Energiespeicherung findet in einer Vielzahl von Bereichen Anwendung. Sie kann nicht nur den Wiederaufbau eines

Netzes nach einem Blackout (einen sogenannten „Schwarzstart“) unterstützen, sondern auch die Versorgung überbrücken, bis die Notstromerzeugung angefahren ist, und das Netz mit einem optimalen Mix aus Wirk- und Blindleistung unterstützen. Diese Art der Speicherung stellt eine Alternative zum Ausbau von Übertragungs- und Verteilungssystemen zur Spitzenlastunterstützung dar und ermöglicht eine optimale Preisgestaltung. So kann zum Beispiel die Spitzenlast gesenkt werden, um hohe Tarife zu vermeiden. Außerdem kann die dynamische Energiespeicherung zur Regelung der Spannungsqualität bei der Elektrifizierung von Bahnstrecken und zum Leistungsausgleich bei der Nutzung von Energiequellen mit stochastischem Verhalten wie Wind und Sonne beitragen.

Das dynamische Energiespeichersystem von ABB wird im Jahr 2010 verfügbar sein.

Rolf Grünbaum

Per Halvarsson

ABB Power Systems, Grid Systems/FACTS

Västerås, Schweden

rolf.grunbaum@se.abb.com

per.halvarsson@se.abb.com

Literaturhinweis

- [1] Callavik, M., et al. (Oktober 2009): „Flexible AC transmission systems with dynamic energy storage“. EESAT 2009. Seattle, Washington, USA



Intelligente Netzführung

Innovative integrierte SCADA/DMS-Systeme bieten mehr Analyse- und Steuerungsfunktionen für Netzbetreiber

MARINA OHRN, HORMOZ KAZEMZADEH – In den letzten zehn Jahren hat die Elektrizitätswirtschaft einen bedeutenden Wandel erlebt. Vorangetrieben wurde dieser Prozess sowohl durch bahnbrechende technologische Entwicklungen als auch durch die Umstrukturierung der Branche selbst. Für viele Versorgungsunternehmen ist die Deregulierung mit einer stärkeren Marktorientierung verbunden. Gleichzeitig wurden die IT-Systeme zur Unterstützung der elektrischen Energieübertragung und -verteilung immer leistungsfähiger. Mittlerweile können mehrere Anwendungen in einer einzigen Plattform integriert werden. Die Netzleitsysteme der Zukunft werden mithilfe entsprechender Intelligenz dazu beitragen, die „Smart Grids“ von morgen zu führen. Dieser Artikel beschreibt vornehmlich die Situation in den USA, wobei einige der Herausforderungen und Erkenntnisse auch auf andere Regionen übertragbar sind.

Management) und ermöglicht zudem die Aufzeichnung und Darstellung von Ereignissen.

Dank langjähriger Forschungs- und Entwicklungsarbeit, umfangreicher Erfahrung und der engen Zusammenarbeit mit EVUs in aller Welt ist ABB in der einzigartigen Position, die neuen Technologien und Anwendungen ebenso zu kennen wie die Anforderungen heutiger EVUs.

SCADA und DMS – ein Rückblick

Die Ursprünge der Netzleittechnik reichen zurück bis in die 1920er Jahre, als die beiden ABB-Vorgängerunternehmen ASEA und BBC ihre ersten Fernwirkssysteme für Kraftwerke auf den Markt brachten. Doch erst mit der Entwicklung der Prozessrechner in den 1960er Jahren wurden moderne Netzleitsysteme möglich.

Damals wurden SCADA-Systeme normalerweise ausschließlich für einen Kunden entwickelt, d. h. die Systeme waren proprietär und auf ein bestimmtes Netz bezogen. Aufgrund der daraus resultierenden Schwierigkeiten bei der übergreifenden Netzführung blieben die Netze anfällig für Störungen. Es waren also Strategien erforderlich, mit denen verhindert werden konnte, dass sich Störungen zu großflächigen Ausfällen entwickeln, wie sie zum Beispiel 1977 in New York auftraten.

Mit der fortschreitenden Entwicklung der Computertechnik in den 1980er Jahren wurden Methoden zur standardisierten Modellierung großer Verteilnetze entwickelt. Auch SCADA-Systeme und EMS-Funktionen wurden immer ausgeklügelter und boten Übertragungsnetzbetreibern bessere Möglichkeiten zur Steuerung großer Leistungsflüsse. Die 1980er Jahre waren auch ein Jahrzehnt der Deregulierung. Die Liberalisierung in vielen Branchen wie der Luftfahrt, Telekommunikation und Erdgasindustrie veranlasste Regulierungsbehörden und Versorgungsunternehmen dazu, über ähnliche Maßnahmen für die Elektrizitätswirtschaft nachzudenken.

Für eine solche Umwälzung waren völlig neue Arten von IT-Systemen (hauptsächlich zur Unterstützung des Energiegroßhandels) sowie Verbesserungen der vorhandenen SCADA/EMS-Technologie erforderlich. Die neue Generation von Leitsystemen, die Anfang der 1990er Jahre auf den Markt kam, war in der Lage, diese Anforderungen zu erfüllen.

Der Fortschritt in der Computertechnik sorgte auch für Veränderungen bei den DMS und OMS. DMS waren ursprünglich als Erweiterungen von SCADA/EMS-Systemen für die Verteilnetzebene konzipiert, doch die besonderen Anforderungen des Verteilnetzbetriebs führten zu einer deutlichen Spezialisierung und Abgrenzung gegenüber den anderen Systemen.

Während die Verteilnetze immer „intelligenter“ und sicherer werden, kommen auch auf die Netzleitstellen neue Aufgaben beim Netzmanagement zu.

Die klassische Netzführung für Verteilnetze war nicht sehr hoch technisiert. Früher basierte ein solches System auf einer Wandtafel, auf der der Zustand des Netzes angezeigt wurde. Nicht selten waren diese Tafeln mit Haftnotizzetteln und Pinnwandnadeln übersät, mit denen Ad-hoc-Änderungen gekennzeichnet wurden. Dies machte nicht nur die Überwachung des Gesamtsystems schwierig und unflexibel, sondern war auch relativ unsicher.

Wartungsarbeiten wurden mithilfe von Übersichtskarten der Netze in Papierform durchgeführt, die häufig manuell ergänzt wurden, und bei denen die Gefahr bestand, dass sie veraltet waren. Die Anweisungen zur Planung, Ausführung und Verfolgung von geplanten Schaltheandlungen waren ebenfalls papierbasiert. Störungsmeldungen der Kunden wurden von Mitarbeitern am Telefon entgegengenommen, die nicht immer Zugang zu den erforderlichen Informationen hatten. Die weitere Behandlung der Störungen wurde ebenfalls auf Papier festgehalten, und die Kommunikation mit dem Vor-Ort-Personal erfolgte per Funk. Die Mannschaften mussten die Leitstelle über ihren Standort informieren, und Schaltheandlungen, Nachführungen und andere Vorgänge wurden mündlich kommuniziert. Doch die Zeit ist in auch in diesem Bereich nicht stehen geblieben. Mit der Weiterent-

Als seit langem führendes Unternehmen auf dem Gebiet der Energietechnik gehört ABB zu den Vorreitern in der Entwicklung von IT-Systemen für die elektrische Energieübertragung und -verteilung. Nach der Einführung von SCADA-Systemen (Supervisory Control and Data Acquisition) und Energiemanagementsystemen (EMS) in den 1970er Jahren folgte die Entwicklung von Marktmanagementsystemen in den 1980er Jahren sowie die Einführung von Ausfallmanagementsystemen (Outage Management Systems, OMS) und Verteilungsmanagementsystemen (Distribution Management Systems, DMS) in den 1990er Jahren. Alle diese Lösungen wurden im Laufe der Jahre weiterentwickelt und verbessert. Ein zunehmender Trend in der Systementwicklung ist die verstärkte Integration dieser Systeme in eine gemeinsame Plattform.

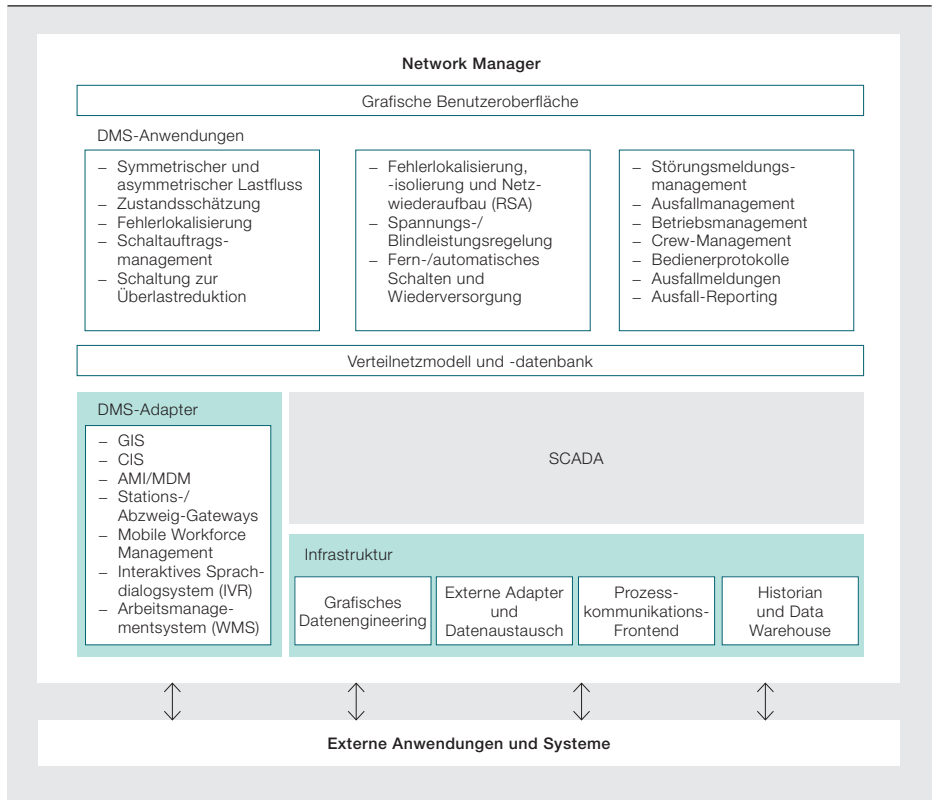
Diese Plattform ist Network Manager™ von ABB. Das System integriert die oben genannten Anwendungen und beinhaltet Network Manager DMS, ein Netzführungssystem, das Energieversorgungsunternehmen (EVUs) dabei hilft, ihre Betriebs- und Wartungskosten zu senken und den Kundenservice zu verbessern. Das DMS bietet fortschrittliche Netzmodellierungs- und Netzmanagementfunktionen, integrierte Schalt- und Nachführungsfunktionen, Störungsmeldungs- und Ausfallmanagementfunktionen sowie Funktionen zum Management von Wartungsmannschaften (Crew-

1 Die Koordinierung und Kommunikation mit dem Vor-Ort-Personal ist ein wichtiger Aspekt des Netzmanagements.



Analysesoftware und andere erweiterte Anwendungen liefern umfassendere Analysen und ermöglichen die Automatisierung bestimmter Abläufe.

2 Network Manager ist eine integrierte Plattform für SCADA, DMS und OMS.



wicklung der Technik und der betriebswirtschaftlichen Anforderungen hat sich das Gesicht vieler Verteilnetz-Leitstellen verändert. Viele SCADA-Systeme für Übertragungsnetze wurden um Funktionen zur Überwachung und Steuerung von Leistungsschaltern in Mittelspannungs-Abzweigen erweitert. In manchen Fällen ging diese Erweiterung sogar darüber hinaus und umfasste auch weitere Schaltgeräte.

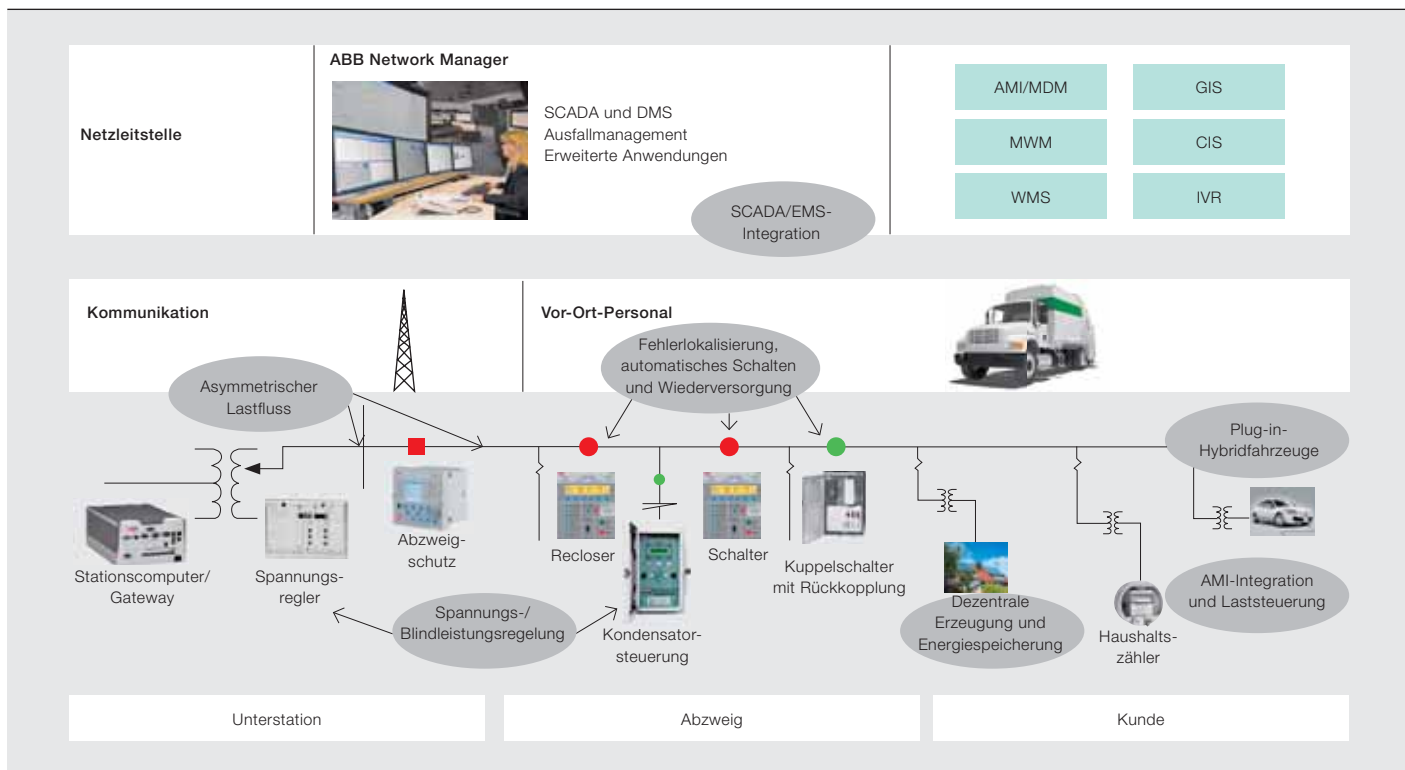
Weiterentwicklung von DMS

Während die Verteilnetze immer „intelligenter“ und sicherer werden, kommen auch auf die Netzleitstellen neue Aufgaben beim Management dieser sich weiter entwickelnden Netze zu. Die einzelnen IT-Systeme in den Leitstellen werden effizienter und kommunizieren nahtlos in Form eines integrierten Überwachungs- und Managementsystems miteinander. Analysesoftware und andere erweiterte Anwendungen liefern umfassendere Analysen und ermöglichen die Automatisierung bestimmter Abläufe. Die Leit-systeme in den Leitstellen helfen nicht nur dabei, das Netz intelligenter zu gestalten, sondern ermöglichen auch eine Steigerung der Effizienz bei Betrieb, Wartung und Planung des Netzes. Solche Leitstellen bieten EVUs die Möglichkeit, ihre Ziele trotz zunehmender Anforderungen zu erreichen → 1.

Leitstellensysteme

In den letzten Jahren wurde die Entwicklung und Erweiterung von Anwendungen für intelligente Netze, sogenannte „Smart Grids“ durch mehrere miteinander verbundene, externe Faktoren beschleunigt. Dazu gehören die Gesellschaft, der Staat, das sich verändernde Geschäftsumfeld und die Technologie.

Die zunehmende Bedeutung von erneuerbaren Energien und der dezentralen Erzeugung sowie die damit verbundenen Anforderungen an die Laststeuerung verlangen neue Ansätze im Netzmanagement. Die Liberalisierung der Märkte und der Energiehandel bieten dem Endverbraucher zudem die Möglichkeit, die Lieferanten seiner elektrischen Energie selbst zu wählen. Ein weiterer bedeutender Faktor sind die steigenden Kosten für die Energieerzeugung und -übertragung sowohl im Hinblick auf die Infrastruktur als auch die Brennstoffkosten. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist das Konzept der Smart Grids für EVUs interessant, weil es ihnen die Möglichkeit bietet, die Zuverlässigkeit der Netze zu erhalten bzw. zu verbessern, die Nutzung der Betriebsmittel zu optimieren, das Problem einer alternden Infrastruktur zu bewältigen und den Wissensverlust zu kompensieren, der durch den Weggang erfahrener Mitarbeiter in den Ruhestand in vielen Teilen der Welt entsteht.



Viele EVUs sind dabei, den Automatisierungsgrad ihrer Schaltanlagen zu erhöhen. So kann der Zugang zu Informationen in den IEDs verbessert werden.

Eine weitere bedeutende Triebfeder für die Realisierung von Smart Grids ist die technische Entwicklung. Viele der erforderlichen Tools und Funktionen standen vor einigen Jahren noch nicht zur Verfügung. Ein Beispiel hierfür ist die Kommunikationstechnik. Heute haben EVUs die Wahl zwischen vielen verschiedenen Kommunikationsmöglichkeiten. Sie können zum Beispiel ein eigenes dediziertes Netzwerk (z. B. SCADA-Funknetze) oder die Infrastruktur eines Drittanbieters (z. B. Mobilfunkkommunikation) nutzen. Die Entscheidung für eine Lösung ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Sicher ist jedoch, dass die Bedeutung der Zweiwegekommunikation zunehmen wird.

Die Zahl der Geräte mit Sensor-, Datenverarbeitungs-, Steuerungs- und Kommunikationsfunktionen in Verteilnetzen steigt ebenso wie die Zahl der intelligenten Geräte in Hausnetzen. Der erfolgreiche Einsatz dieser Technologie wird letztendlich von der Entwicklung und Vereinheitlichung von Standards für die Interoperabilität dieser Geräte abhängen.

Vorteile der Systemintegration

Als weltweit führendes Unternehmen in der Entwicklung von Smart Grids hat ABB viel Zeit und Ressourcen in die Entwicklung von Leitstellensystemen investiert, die eine wichtige Komponente jeder intelligenten Netzlösung darstellen. Drei wichtige Bereiche der Systemintegration sind die Integra-

tion von DMS und SCADA, die Integration der Infrastruktur für intelligente Zähler- und Messtechnik (Advanced Metering Infrastructure, AMI) und DMS sowie die Integration der Daten von den Gateways in Unterstationen und intelligenten elektronischen Geräten (Intelligent Electronic Devices, IEDs).

Schon seit längerer Zeit setzt sich ABB für die Integration von SCADA- und DMS-Anwendungen auf der Verteilnetzebene ein. Während immer mehr EVUs zusätzliche SCADA-Funktionalitäten im Verteilnetz installieren, arbeitet ABB daran, den Umfang ihrer Integrationslösungen zu verbessern. Zu den bereits verfügbaren Funktionen gehören die Übertragung von Statusmeldungen und Analogwerten vom SCADA-System zum DMS, die Übermittlung von Steuerbefehlen und manuellen Nachführungen vom DMS zum SCADA-System sowie eine integrierte Benutzeroberfläche, die auf ein und derselben PC-Bedienkonsole mit einmaliger Benutzeranmeldung (Single Sign-on) läuft → 2.

Für Netzbetreiber bietet die Implementierung von integrierten SCADA/DMS-Systemen mehrere konkrete Vorteile. Dazu gehören eine höhere Bedienereffizienz, da sich die Benutzer nicht mehr um mehrere Systeme mit potenziell unterschiedlichen Daten kümmern müssen, eine integrierte Sicherheitsanalyse für den Betrieb von Schaltanlagen und Stromkreisen durch Überprüfung

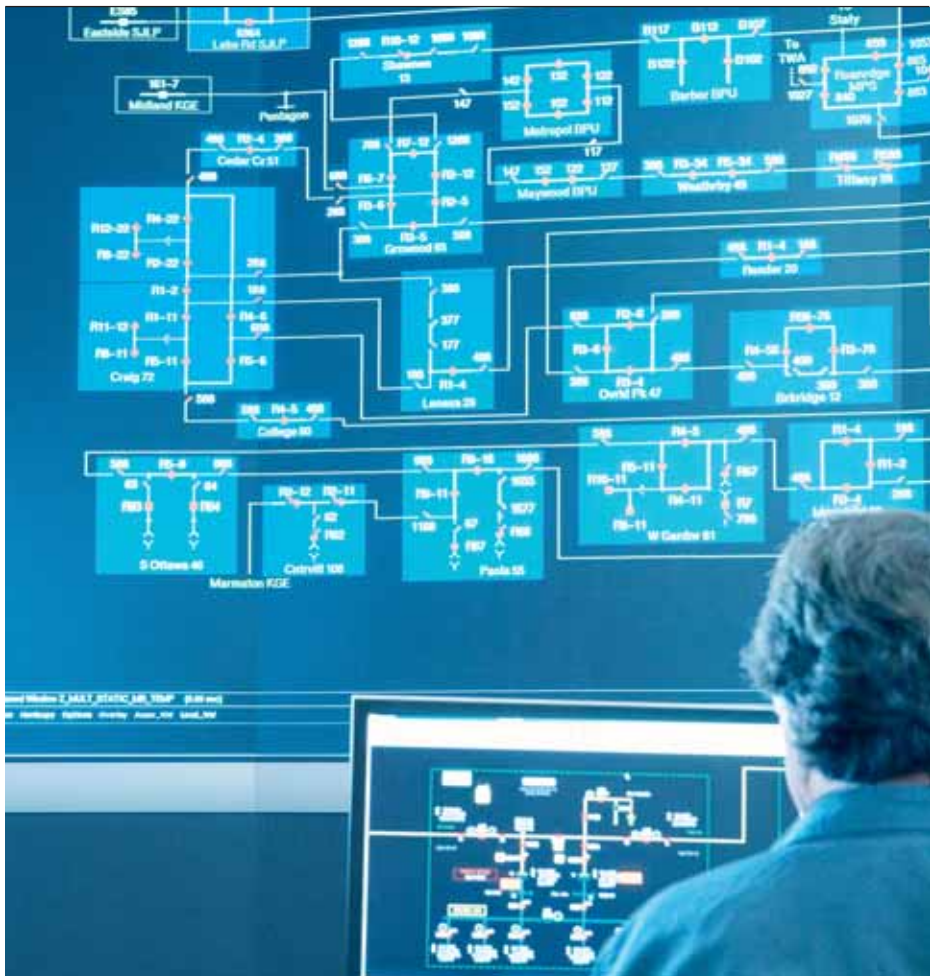
von Nachführungen und deren Einfluss auf andere Netzbereiche sowie ein rationalisiertes Anmeldeverfahren und Berechtigungsmanagement innerhalb eines Systems. Außerdem kommen die Betreiber in den Genuss eines verbesserten, konsolidierten Systemsupports für DMS, OMS und Verteilnetz-SCADA.

Ein Großteil der Diskussion über die Entwicklung von modernen Smart Grids drehte sich bisher um das Potenzial von AMI und neuen intelligenten Zählertechnologien. Das Ergebnis ist eine rapide Zunahme von AMI-Installationen. ABB ist dabei, Lösungen zu entwickeln, die den Verteilnetzbetreibern eine bessere Nutzung von AMI-Daten ermöglichen. Schnittstellen zwischen AMI, Zählerdatenmanagement (Meter Data Management, MDM) und SCADA/DMS wurden entwickelt und im Hinblick auf Ausfallmeldungen, Zählerstatusabfragen und Wiederversorgungsmeldungen optimiert.

Zu den daraus resultierenden Vorteilen gehören verkürzte Ausfallzeiten beim Kunden und ein effizienterer Einsatz von Störtrupps. Die Nutzung weiterer AMI-Daten wie Lastprofile und Spannungswerte in DMS-Anwendungen wird ebenfalls untersucht. Die Vorteile liegen hier in verbesserten Spannungsprofilen innerhalb des gesamten Netzes und einer besseren Kenntnis der Netzbelastung.

Viele EVUs sind zudem dabei, den Automatisierungsgrad ihrer Schaltanlagen und die Anzahl der Gateways in den Unterstationen zu erhöhen. So kann der Zugang zu Informationen in den IEDs in Unterstationen und Verteilnetzen verbessert werden. Viele dieser IEDs verfügen über erweiterte Kommunikationsfunktionen, zum Beispiel zur intelli-

4 Erweiterte Anwendungen ermöglichen Netzbetreibern eine schnellere Analyse des Netzzustands und bessere betriebliche Entscheidungen.



tems durch das DMS auf der Netzebene¹. Durch die Integration von SCADA/DMS mit anderen EVU-Systemen lässt sich eine vollständig integrierte Leitstelle für das Management von Smart Grids realisieren.

Die integrierte Leitstelle

Eine intelligente und vollständig integrierte Leitstelle für den Verteilnetzbetrieb umfasst DMS-Anwendungen zur Optimierung von

Effizienz, Spannungsregelung, Betriebsmittelbelastung, des Arbeitsmanagements, Ausfallmanagements und der Zuverlässigkeit von Verteilnetzen. Dazu nutzen die DMS-Anwendungen ein auf der Echtzeitdatenbank und der Netztopologie ba-

sierendes Modell. Für das Netzmodell werden Daten von einem Geoinformationssystem (GIS) herangezogen und in regelmäßigen Abständen aktualisiert, um eine hohe Genauigkeit des Modells zu gewährleisten.

Ein zentraler Aspekt eines intelligenten und integrierten Leitsystems für Verteilnetze ist die Integration der verschiedenen, innerhalb des Unternehmens verwendeten IT-Systeme → 3. Viele EVUs erweitern den Wirkungsbereich ihrer SCADA-Systeme über die Verteilnetzstationen hinaus auf die Abzweige, um einen besseren Überblick über die jeweilige Situation und eine bessere Steuerung des Verteilnetzes zu ermöglichen. Dabei bestehen Schnittstellen zu anderen Systemen wie AMI- und MDM-Systeme sowie Stations-/Abzweig-Gateways und Datenkonzentratoren.

Die Strategie für den Datenaustausch zwischen der integrierten Leitstelle und den Feldgeräten kann von EVU zu EVU unterschiedlich sein. Auch mehrere Konzepte innerhalb eines einzigen Unternehmens sind möglich.

Während immer mehr EVUs zusätzliche SCADA-Funktionalitäten im Verteilnetz installieren, arbeitet ABB daran, den Umfang ihrer Integrationslösungen zu verbessern.

geren Steuerung verschiedener Schaltgeräte. Die Integration dieser Systeme mit dem DMS ermöglicht eine dezentralisierte Steuerung auf der Stations-/Abzweigebene und eine gleichzeitige Optimierung des Sys-

Fußnote

¹ Siehe auch „Informationen statt Daten“, ABB Technik 3/2009, S. 38–44

Erweiterte Anwendungen

Mit der Network-Manager-Plattform ist ABB führend in der Entwicklung von erweiterten Anwendungen für das Verteilnetzmanagement. Die Anwendungen der Network-Manager-Plattform nutzen ein Modell des Netzes, um Empfehlungen für einen optimalen Netzbetrieb bereitzustellen. Die Plattform umfasst erweiterte DMS-Anwendungen zur Analyse der Lastflüsse innerhalb des Netzes, zur Gewährleistung eines optimalen Betriebs und zur Durchführung von Maßnahmen zur Fehlerlokalisierung, -isolierung und zum Netzwiederaufbau bei Störungen und Ausfällen → 4.

Die integrierte Network-Manager-Anwendung Distribution Power Flow ermöglicht die Analyse von asymmetrischen Lastflüssen im Netz in Echtzeit, die Analyse von „Was-wäre-wenn“-Szenarios (nach Bedarf im Simulationsmodus) und die automatische Analyse von Schaltplänen zur Wieder-

Maßnahmen zur Laststeuerung seitens des Stromanbieters oder des Verbrauchers werden sich auf Lastfluss- und Spannungsprofile auswirken.

versorgung. Die Network Manager DPF-Anwendung ist für die Verwendung von umfangreichen, auf GIS-Daten basierenden Netzmodellen und zur Bereitstellung schneller Lösungen in Echtzeit ausgelegt. Vermaschte Verteilnetze werden ebenfalls unterstützt.

Die Anwendung Volt/Var Optimization (VVO) bietet EVUs die Möglichkeit, den Spitzenbedarf zu minimieren und Wirkleistungsverluste zu reduzieren. Dadurch wird der Bedarf an zusätzlichen Erzeugungs-, Übertragungs- und Unterstationskapazitäten reduziert, die Brennstoff- und Energiekosten gesenkt und somit auch der Treibhausgasausstoß reduziert. Die VVO-Anwendung überwacht das Verteilnetz und berechnet die optimalen Regeleinstellungen für die Verteilung durch Minimierung einer gewichteten Funktion aus Bedarf, Verlust und

Spannungs-/Stromabweichungen in dreiphasigen, asymmetrischen und vermaschten Verteilnetzen. Außerdem errechnet VVO die optimalen Regeleinstellungen für schaltbare Kondensatoren und Stufenschalter von Regeltransformatoren.

Die Network-Manager-Anwendung Fault Location (FL) nutzt eine Kurzschlussanalyse, um Störtrupps bei der raschen Lokalisierung von Fehlern zu unterstützen, und kann somit zu einer erheblichen Reduzierung der CAIDI- und SAIDI-Werte² beitragen. Die Anwendung berechnet die möglichen Positionen von Störungen in Verteilnetzkreisen mithilfe von Fehlerstrommessungen und Netzkonnektivität in Echtzeit.

Die Network-Manager-Anwendung Restoration Switching Analysis (RSA) bietet dem Netzbetreiber eine schnelle Methode zur Identifizierung von Schaltoptionen zur Isolierung eines gestörten Netzbereichs und zur Wiederversorgung möglichst vieler Kunden, ohne neue Überlastungen hervorzurufen. Die RSA-Anwendung berechnet und analysiert Schaltsequenzen zur Isolierung einer bestimmten Störungsstelle und zur Wiederversorgung von isolierten Kunden.

Diese Anwendungen liefern Netzbetreibern Entscheidungsunterstützung im manuellen Modus und unterstützen den vollautomatischen Netzbetrieb ohne Bedieneingriff im automatischen Modus. Da sich EVUs in den USA immer mehr der Realisierung von Smart Grids nähern und bessere Daten und fortschrittlichere Technologien nutzen, werden solche erweiterten Anwendungen zunehmend im automatischen Modus ausgeführt und werden zur weiteren Verbesserung der Zuverlässigkeit und Effizienz des Verteilnetzbetriebs beitragen.

Intelligente Leitstellen der Zukunft

Die integrierte Leitstelle ist einer der Schlüssel zur Realisierung eines intelligenten Verteilnetzes. ABB arbeitet kontinuierlich daran, die Funktionalität von Netzleitstellen zu erweitern, um die technischen und betriebswirtschaftlichen Anforderungen von EVUs zu erfüllen.

Der Betrieb von Verteilnetzen wird mit Sicherheit komplexer werden. So werden die Lastflüsse innerhalb des Systems durch die zunehmende dezentrale Erzeugung und Energiespeicherung beeinflusst, und Maßnahmen zur Laststeuerung seitens des Stromanbieters oder des Verbrauchers werden sich ebenfalls auf Lastfluss- und

Spannungsprofile auswirken. Hinzu kommt der Trend zur Implementierung zusätzlicher Intelligenz in Verteilnetzkomponenten in Form von intelligenten elektronischen Geräten (IEDs), Stationscomputern und Gateways, Sensoren und intelligenten Zählern. Einige davon bieten zusätzliche Möglichkeiten zur lokalen Steuerung, was die Komplexität des Verteilnetzbetriebs weiter erhöht.

Bei aller Zunahme von dezentralisierter Intelligenz und Steuerung stellt die integrierte Leitstelle eine Möglichkeit zur zentralen Überwachung und Koordinierung des gesamten Netzes dar.

Was kommt als Nächstes?

Für den Betrieb der Smart Grids des 21. Jahrhunderts sind innovative Leitstellen erforderlich. ABB investiert verstärkt in die Weiterentwicklung integrierter Leitstellen für intelligente Verteilnetze, sowohl im Hinblick auf die Integration bestehender Systeme als auch die Entwicklung neuer Anwendungen.

Dies ermöglicht Netzbetreibern eine umfassende Sicht auf das Verteilnetz einschließlich Netzstatus und -überwachung, Steuerung, Störungsmanagement, Arbeitsplanung, Betriebsmittelbelastung sowie eine bessere Kontrolle über dezentrale Energieerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Lastmanagementressourcen. Diese integrierten Verteilnetzleitstellen helfen EVUs dabei, die Anforderungen von Kunden, Eigentümern und Mitarbeitern zu erfüllen.

Marina Ohrn

ABB Power Systems, Network Management
Zürich, Schweiz
marina.ohrn@ch.abb.com

Hormoz Kazemzadeh

ABB Power Systems, Network Management
Raleigh, NC, USA
hormoz.kazemzadeh@us.abb.com

Fußnote

2 CAIDI = Customer Average Interruption Duration Index – entspricht der Gesamtdauer aller Unterbrechungen bei Kunden geteilt durch die Anzahl der Unterbrechungen. SAIDI = System Average Interruption Duration Index – entspricht der Gesamtdauer aller Unterbrechungen bei Kunden geteilt durch die Gesamtzahl der belieferten Kunden.



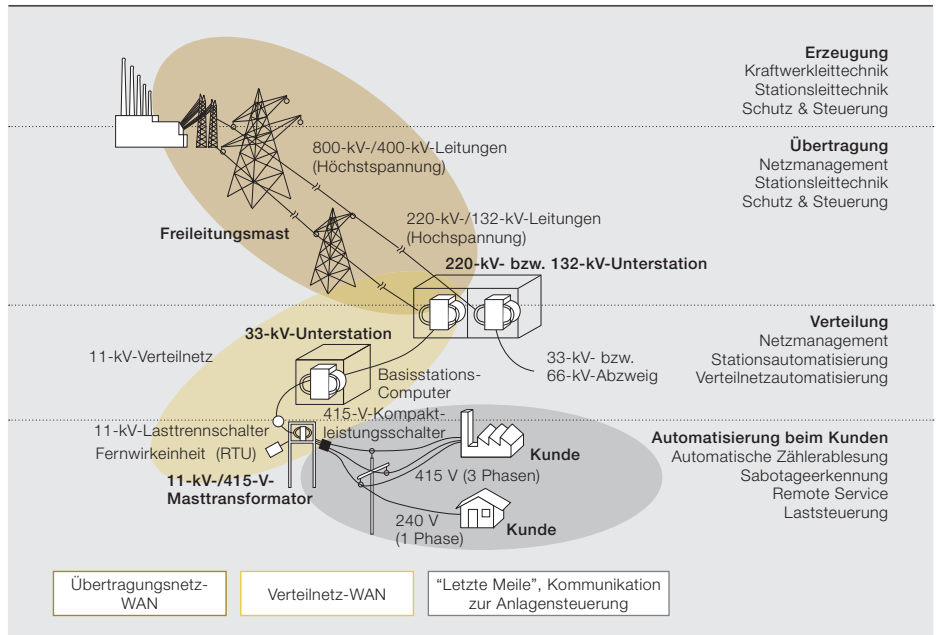
Die richtige Verbindung

Kommunikation in intelligenten Netzen

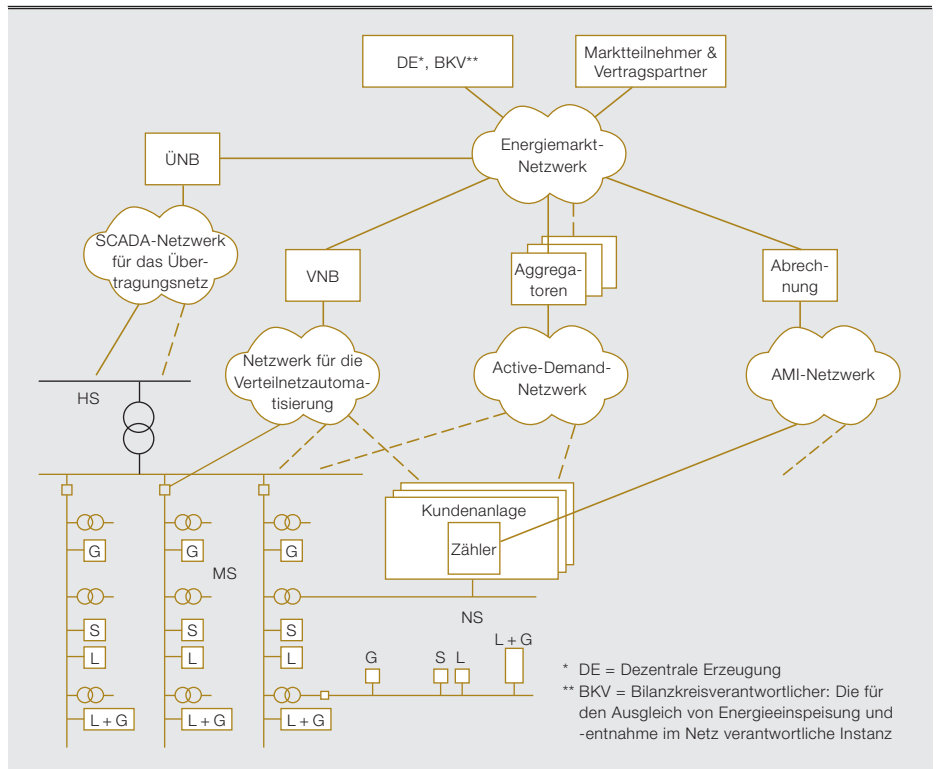
DACFEY DZUNG, THOMAS VON HOFF, JAMES STOUPIS, MATHIAS KRANICH – Mit der Entwicklung von intelligenten Netzen mit immer umfangreicheren und ausgeklügelteren Steuerungen steigen auch die Kommunikationsanforderungen. Dabei sind Kommunikationsprodukte für die Energieversorgung viel älter als das Konzept der intelligenten Netze. Bereits vor über 60 Jahren bot das ABB-Vorgängerunternehmen BBC Rundsteuerungstechnik, mit der energieintensive Verbraucher wie Warmwasserkessel, Trockner und Waschmaschinen zu Spitzenlastzeiten ferngesteuert ein- und ausgeschaltet werden konnten. Mit der Entwicklung der Netze stiegen auch die Steuerungsanforderungen und somit der Bedarf an Kommunikationstechnologien.

Heute entwickeln sich die elektrischen Energieverteilnetze zunehmend zu intelligenten Netzen. Zu den Merkmalen solcher Netze gehören dezentrale Erzeugungsanlagen, die verstärkte Einbeziehung des Verbrauchers in den liberalisierten Energiemarkt und eine verstärkte Automatisierung (einschließlich Verteilnetzautomatisierung, aktiver Bedarfssteuerung und automatischer Zählerablesung). Letzteres erfordert ein Kommunikationsnetzwerk, das die im Verteilnetz verwendeten Schutz- und Steuereinrichtungen verbindet. Eine wichtige Voraussetzung hierfür ist ein hohes Maß an Interoperabilität und Zuverlässigkeit, d. h. alle Schutz- und Steuereinrichtungen müssen über verschiedene Kanäle miteinander kommunizieren können.

1 Überblick über die Kommunikation in der Energieversorgung



2 Kommunikationsanforderungen in einem intelligenten Netz



Ein einzelnes regionales Netz kann alle intelligenten Netzfunktionen wie Verteilnetzautomatisierung, aktive Bedarfssteuerung und automatische Zählerablesung unterstützen.

Der intelligente Betrieb von elektrischen Verteilnetzen begann vor über 60 Jahren, als BBC und andere Unternehmen damit begannen, die ersten Rundsteuersysteme in mehreren europäischen Netzen zu implementieren, um ein Management der Lastspitzen durch selektives Zu- oder Abschalten von elektrischen Verbrauchern zu ermöglichen [1]. Als zuverlässiges Kommunikationsmedium dienen hierbei die Verteilnetzleitungen selbst. Das Energieversorgungsunternehmen (EVU) sendet elektrische Signale im Tonfrequenzbereich über die Leitungen. Diese Signale können ungestört durch Mittel- und Niederspannungstransformatoren gelangen und werden von Rundsteuerempfängern erkannt, die wiederum mit den Niederspannungsleitungen beim Kunden verbunden sind. Mithilfe dieser Signale können große Verbraucher oder Verbrauchergruppen wie Waschmaschinen, Warmwasserkessel, Elektroheizungen und Straßenbeleuchtungen aus der Ferne geschaltet werden. Die Verfügbarkeit eines zuverlässigen Kommunikationskanals zwischen der Netzleitstelle und den Geräten des Endverbrauchers ermöglicht den EVUs somit eine bessere Steuerung der Lastspitzen. ABB bietet schlüsselfertige Lösungen für die Weitbereichs-Kommunikation in Energieversorgungsnetzen → 1. Für SCADA-Anwendungen im Hochspannungs-Übertragungsnetz basiert die Weitbereichs-Kommunikation auf Breitband-Lichtwellenleiterverbindungen, digitalen Punkt-zu-Punkt-

Mikrowellenfunkverbindungen und der Punkt-zu-Punkt-Kommunikation über die Hochspannungsleitungen selbst [2]. Für diese Art von Anwendungen stehen mehrere standardisierte Protokolle zur Verfügung [3].

Ein Markt in Veränderung

Wie an anderer Stelle bereits erwähnt¹, haben sich die wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen für elektrische Netze und deren Betrieb in den letzten zehn

Jahren verändert. Strommärkte wurden liberalisiert, und der Anteil der dezentralen Erzeugung ist gestiegen. In einem liberalisierten Energiemarkt haben die Verbraucher die Möglichkeit, aktiv am Markt teilzunehmen, denn aufgrund der zunehmenden Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen erfolgt die Energieverteilung nicht mehr auf die traditionelle Weise, d. h. ausschließlich von großen Kraftwerken zu den Verbrauchern. Stattdessen gibt es immer mehr

geografisch verteilte lokale Erzeugungsanlagen, Energiespeicher und Verbraucher, sodass sich die Richtung des Leistungsflusses im Verteilnetz rasch verändern kann, was wiederum mit höheren Schutz- und Steuerungsanforderungen verbunden ist. Gleichzeitig sind die Abhängigkeit und die Erwartungen der Kunden im Hinblick auf die Zuverlässigkeit der Stromversorgung gestiegen. Dies spiegelt sich auch in kürzlich eingeführten bzw. künftigen Vorschriften wider, die bei Ausfällen entsprechende Strafen für die EVUs vorsehen. Das Ziel ist die Erhaltung bzw. Steigerung der Qualität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Ein Maß für die Zuverlässigkeit ist der sogenannte SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), eine Kenngröße für die Unterbrechungshäufigkeit je beliefertem Abnehmer, die als Grundlage für Ausgleichszahlungen verwendet wird. Um die steigenden Anforderungen erfüllen zu können, ist im Verteilnetz ein höheres Maß an intelligenter Automatisierung und somit eine fortschrittliche Kommunikationsinfrastruktur erforderlich.

Kommunikationsanforderungen

Ein bedeutender Schwerpunkt intelligenter Netze liegt in der regionalen Verteilungsinfrastruktur auf der Mittel- und Niederspannungsebene (MS- und NS-Ebene). Aus Kommunikationssicht lassen sich intelligente Netzfunktionen nach ihren Kommunikationsanforderungen in drei Klassen einteilen → 2:

Verteilnetzautomatisierung (DA)

Die Verteilnetzautomatisierung (Distribution Automation, DA) betrifft die Steuerung des Netzbetriebs, d.h. die Überwachung von Strom- und Spannungswerten und die Ausgabe von Befehlen an dezentrale Einheiten wie Schalter und Transformatoren. Kommt es in einem MS-Abschnitt zu einer Störung, sollte diese durch Schutzschalter isoliert werden. Die Leistungsflüsse sollten dann mithilfe von MS-Schaltern so umgeleitet werden, dass die Versorgung für einen möglichst großen Bereich wiederhergestellt werden kann. Diese Neukonfiguration durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) bzw. Stationscomputer ist eine Hauptfunktion der Verteilnetzautomatisierung. Typischerweise müssen bis zu mehreren Hundert solcher dezentralen Einheiten angesprochen werden können. Die Latenzzeiten für solche Anwendungen liegen zwischen mehreren Hundert Millisekunden und mehreren Sekunden. Dabei ist zu beachten, dass Distanzschutzfunktionen, die eine schnelle

Kommunikation mit Latenzen im Millisekundenbereich erfordern, typischerweise nicht unterstützt werden.

Aktive Bedarfssteuerung (AD)

Funktionen zur aktiven Bedarfssteuerung (Active Demand, AD) ermöglichen die aktive Steuerung und Planung von Energiebedarf, -speicherung und dezentraler Erzeugung auf der Basis von Mengen- und Preissignalen. Das Ziel ist die Steigerung der Netzeffizienz und die Vermeidung von Überlastungen durch eine Kombination aus optimierter Planung/Prognose und Lastabwurf. Diese Funktionalität ist weniger zeitkritisch als die Verteilnetzautomatisierung, und die Latenzanforderungen liegen im Bereich von mehreren Minuten.

Automatische Zählerablesung (AMR)

Die automatische Zählerablesung (Automatic Meter Reading, AMR) erfasst die tatsächlichen Leistungsflüsse und berechnet die entsprechenden Abrechnungsinformationen unter Berücksichtigung von zeit- und vertragsabhängigen Preisen. Die dazugehörige Infrastruktur (Advanced Metering Infrastructure, AMI) verbindet mehrere Tausend bis mehrere Millionen Zähler – zum Teil an schwer zugänglichen Standorten – mit dem Abrechnungszentrum. Kumulierte Energiedaten oder Lastprofile für Abrechnungszwecke brauchen nur täglich oder monatlich übertragen zu werden.

Die Anbindung von „intelligenten Häusern“ an das intelligente Netz [4] kann mit weiteren (lokalen) Kommunikationsanforderungen innerhalb von Gebäuden verbunden sein [5]. Dieser Artikel befasst sich jedoch ausschließlich mit den Kommunikationsanforderungen intelligenter Netze auf regionaler Ebene. Der obige Überblick zeigt, dass die technischen Anforderungen an die Kommunikation in intelligenten Netzen besonders im Hinblick auf die Datenübertragungsraten und die Latenzzeiten (ausgenommen Schutzfunktionen) moderat sind. Wo geringfügige Verzögerungen akzeptabel sind, kann eine hohe Zuverlässigkeit in der Kommunikation durch Fehlererkennung und automatische Übertragungswiederholung erreicht werden. Die Hauptauswahlkriterien liegen somit bei den Kosten für die Beschaffung, Installation und den Betrieb der erforderlichen Ausrüstung.

Kommunikationstechnologien

Es stehen bereits eine Vielzahl von Kommunikationstechnologien zur Unterstützung intelligenter Netzanwendungen zur Verfü-

3 Kriterien bei der Auswahl von Kommunikationsmedien

- Verfügbarkeit von Kommunikationsmedien wie vorhandene Kupfer- oder Lichtwellenleiterverbindungen
- Verfügbarkeit von Kabelkanälen oder Standorten von Funktürmen
- Kommunikationscharakteristik, z. B. Datenübertragungsrate (Bandbreite) und Übertragungslatenz für eine bestimmte Anzahl von Kommunikationsknoten
- Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Kommunikation
- Datensicherheit, d. h. Vertraulichkeit, Integrität, Authentifizierung
- Interoperabilität und Anwendung von Standards
- Anfangsinvestitionen
- Laufende Kosten, z. B. Betriebskosten wie monatliche Datenübertragungsgebühren
- Zukunftssicherheit im Hinblick auf technologische Veränderungen

gung. Diese reichen von drahtgebundenen bis hin zu drahtlosen Geräten und hybriden Systemen mit beiden Technologien. Es ist unwahrscheinlich, dass eine Technologie allein jemals sämtliche Kommunikationsanforderungen in intelligenten Netzen erfüllen wird. Daher ist die Interoperabilität verschiedener Technologien eine wichtige Voraussetzung, d. h. Geräte in verschiedenen Netzen mit unterschiedlichen Kommunikationsmedien müssen in der Lage sein, miteinander zu kommunizieren. Interoperabilität bedeutet aber auch die Fähigkeit von Geräten unterschiedlicher Hersteller und Unterlieferanten, miteinander zu kommunizieren, womit technische Standards eine wichtige Rolle spielen.

Bei der Auswahl eines Kommunikationssystems für intelligente Netzanwendungen gilt es, eine Vielzahl von Aspekten zu berücksichtigen. Einige davon sind in → 3 aufgeführt. Welche Technologien eingesetzt werden, hängt von diesen Kriterien und den individuellen Anforderungen des jeweiligen EVU ab. Zu den technischen Hauptanforderungen gehören die Übertragungscharakteristik, Sicherheit und Interoperabilität. Die von der Kommunikationsinfrastruktur bereitgestellte Bandbreite muss skalierbar sein und die Tausenden bis Millionen von Messpunkten unterstützen, die in einem Energieversorgungsnetz existieren können. Aufgrund von gesetzlichen und betrieb-

Fußnote

- 1 Siehe zum Beispiel „Die nächste Evolutionsstufe“ auf den Seiten 10–15 dieses Hefts.

lichen Anforderungen an die Informationssicherheit von kritischen Infrastrukturen wird auch die Sicherheit zunehmend zu einem bedeutenden Faktor.

Interoperabilität und Standardisierung sind somit zentrale Attribute zukünftiger Technologien. Nur Systeme, die diese Kriterien erfüllen, werden in der Lage sein, die DA-, AD- und AMR/AMI-Anwendungen eines intelligenten Netzes zu unterstützen.

Folgende Kommunikationstechnologien zur Unterstützung intelligenter Netzanwendungen sind derzeit auf dem Markt erhältlich → 7:

4 Drahtlose Kommunikation: Technologien und Anwendungen

Technologie	Standards	Betreiber/Eigentümer	Frequenzband	Datenrate	Anwendungen
VHF/UHF-Funk	Proprietär, PMR	EVU	150 MHz/ 400 MHz	Schmalband	Sprache; DA, SCADA
2,4 GHz Wireless	WLAN, ZigBee	Kunde, EVU	2,4 GHz	Breitband	(Nahbereich) AMR, Heim- automatisierung
Punkt-zu-Mehrpunkt (PtMP)	Proprietär, WiMAX	EVU oder Drittanbieter	50–60 GHz	Breitband	Hochgeschwindigkeitsdaten; DA, SCADA
Öffentliche Mobilfunk-Datendienste	GSM/GPRS UMTS CDMA	Drittanbieter	900/1800 MHz (EU) 800/1900 MHz (US)	Schmalband/ Breitband	Sprache, Daten; DA, AMR
Satellitenkommunikation	Proprietär, EUTELSAT	Drittanbieter	6 GHz, 12 GHz	Schmalband	AMR

Kabelgebundene Kommunikationsnetze

Manche EVUs sehen in ihren Verteilungsknoten Kanäle für die Installation von Kommunikationskabeln vor. Dies können zum Beispiel Kupferkabel sein, über die analoge Modemsignale oder digitale Breitbandsignale (DSL) übertragen werden. Neuere Systeme basieren auf Lichtwellenleitern, die zum Beispiel die Übertragung von Ethernet-Signalen und den Aufbau großflächiger MANs (Metropolitan Area Networks) mit Datenübertragungsraten von vielen Megabits pro Sekunde ermöglichen.

EVU-eigene Funksysteme

Diese Netzwerke werden von den EVUs errichtet und betrieben → 4. Funkgeräte ermöglichen typischerweise eine Schmalbandkommunikation mit Datenübertragungsraten von nur einigen Kilobit pro Sekunde, verfügen aber über eine relativ große Reichweite (bis zu 30 km). Die Funkfrequenzen liegen entweder im kostenlosen lizenzfreien Bereich (Ethernet-Funksysteme mit Spreizbandtechnik bei 900 MHz in Nordamerika) oder im lizenzierten und gebührenpflichtigen Bandbereich (Schmalband-Funkmodems mit 150 MHz (VHF) oder 400 MHz (UHF) in Europa [6]). Für die automatische Zählerablesung kommen spezielle Funksysteme mit leistungsarmen Sendern und mobilen „Drive-by“-Lesegeräten zum Einsatz, die eine Zählerablesung im Vorbeifahren ermöglichen. Für hohe Datenübertragungsraten stehen Punkt-zu-Mehrpunkt-Mikrowellen-Kommunikationssysteme zur Verfügung.

Öffentliche Mobilfunkdienste

Etablierte und weit verbreitete Beispiele solcher Netzwerke sind CDMA² und GSM/GPRS³ → 4. Neue Systeme der vierten Generation sind WiMax und der UMTS-Nachfolger LTE (Long-Term Evolution). Da diese Systeme für die Bedürfnisse der breiten

5 PLC/DLC-Kommunikation: Klassifikation und Anwendungen

	Schmalband-Kommunikation	Breitband-Kommunikation
Hochspannungs-Übertragungsleitungen	SCADA-Fernkommunikation [6]	–
Mittelspannungs-Verteilungsleitungen	Verteilnetzautomatisierung Active Demand	Backbone-Kommunikationsnetz
Niederspannungs-Verteilungsleitungen des EVU	Verteilnetzautomatisierung, Active Demand, Automatische Zählerablesung	Letzte Meile Internetzugang
Niederspannungs-Verteilungsleitungen im Haus	Heim- und Gebäudeautomatisierung	Lokales Netzwerk im Haus

Öffentlichkeit im Hinblick auf Netzabdeckung und Verkehrslast optimiert sind, muss sichergestellt werden, dass ihre Leistungsfähigkeit hinsichtlich der Reichweite für die kritischen Anforderungen der Netzbetriebsführung ausreichend ist. Der Einsatz dieser Technologien ist für EVUs zudem mit dem Abschluss von Servicevereinbarungen mit Mobilfunkanbietern und daher mit laufenden Kosten verbunden.

Satellitenkommunikation

Es stehen sowohl Systeme mit niedrigen als auch mit hohen Datenübertragungsraten zur Verfügung, wobei für letztere typischerweise teurere Parabolantennen erforderlich sind. Satellitenkommunikationssysteme werden ebenfalls von Drittanbietern betrieben. Im Hinblick auf die Bandbreitenzuteilung werden sowohl dynamisch als auch fest zugewiesene Dienste angeboten. Für DA- und AD-Anwendungen werden normalerweise dedizierte Dienste verwendet, während für AMR geteilte Dienste ausreichend sind.

Datenübertragung über Stromleitungen

Ein offensichtliches Kommunikationsmedium für EVUs ist das Stromnetz selbst → 5. Im Hochspannungsnetz ist die Datenüber-

tragung über Stromleitungen (Power Line Communication, PLC) ein etabliertes Verfahren [6]. Im Niederspannungsnetz wurden bereits viele Versuche unternommen, den Verbrauchern eine Breitbandkommunikation über die Stromleitungen (Broadband over Power Line, BPL) als Internetzugang zur Verfügung zu stellen. Bei guten Netzbedingungen sind zwar Gesamtdatenübertragungsraten von mehreren Zehn Megabit pro Sekunde möglich, doch die Kommunikationsdistanz und die Verfügbarkeit sind aufgrund der kritischen Bedeutung der Reichweite und Zuverlässigkeit für intelligente Netzanwendungen im Allgemeinen nicht ausreichend. Entsprechende Technologien und Standards für die Schmalbandkommunikation über Mittel- und Niederspannungsnetze befinden sich zurzeit in der Entwicklung.

In einem von einem EVU betriebenen intelligenten Netz kommen typischerweise verschiedene Kombinationen dieser Technologien zum Einsatz.

Fußnoten

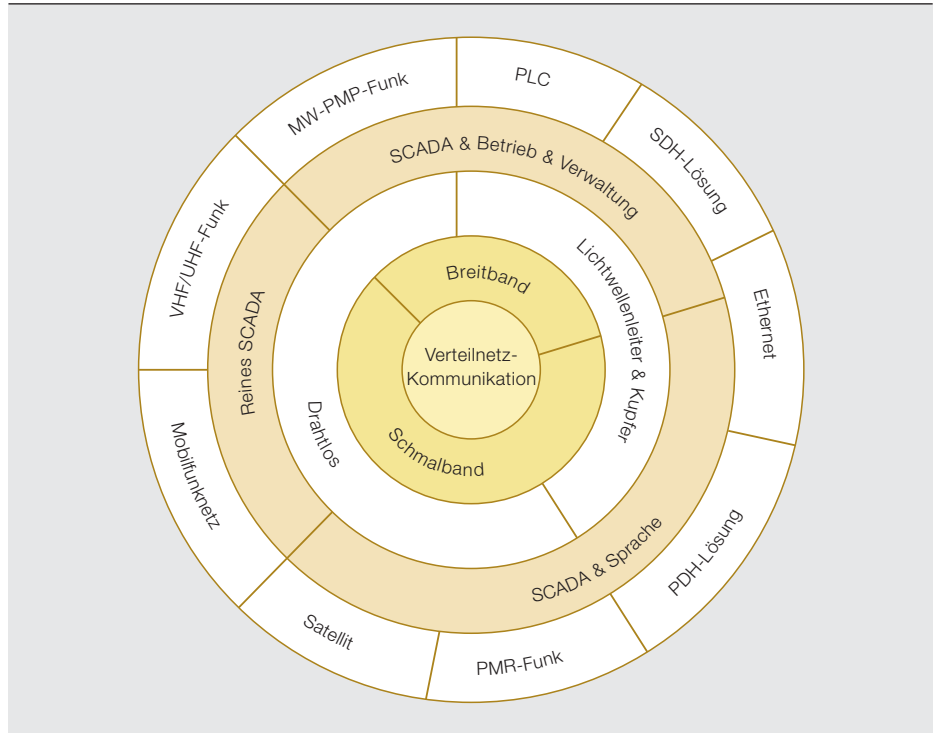
2 In den USA

3 In den meisten Teilen der Welt (einschließlich den USA)



Abgleich mit den Anforderungen

Je nach intelligenter Netzfunktion können verschiedene Technologien geeignet sein. Wie bereits erwähnt, sind die Anforderungen an die Bandbreite im Allgemeinen moderat, doch eine hohe Zuverlässigkeit ist gefordert. Aus diesem Grund ziehen viele EVUs die Nutzung eigener Infrastrukturen den Diensten von Drittanbietern vor. In → 4 sind drahtlose Systeme für beide Optionen aufgeführt. In der Praxis sind EVU-eigene Funkmodems häufig besser geeignet. Aufgrund der geringen Anforderungen an die Bandbreite sind Funkmodems die Lösung mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis. Auf der anderen Seite bieten öffentliche Mobilfunknetze den Vorteil einer einfachen und kostengünstigen Implementierung. Die Implementierung neuer Kommunikationsnetze für EVUs lässt sich am einfachsten mit drahtlosen Technologien oder über das Verteilnetz selbst realisieren. Die Datenübertragung über das Verteilnetz (Distribution Line Communication, DLC) wurde bereits für Rundsteuersysteme eingesetzt, und umfangreiche digitale Systeme, hauptsächlich für die automatische Zählerablesung, sind ebenfalls in Betrieb → 3. Für den Betrieb von intelligenten Netzen sind jedoch noch zuverlässigere und flexiblere DLC-Systeme erforderlich, die die Möglichkeit zur schrittweisen Erweiterung um weitere Dienste bieten. Die Herausforderung besteht darin, die höheren Anforderungen hinsichtlich der Kommunikationszuverlässigkeit und Reichweite zu erfüllen und



gleichzeitig eine einfache Implementierung zu ermöglichen.

Was bietet ABB?

ABB verfügt über die notwendige Erfahrung, um EVUs bei der Evaluierung der verfügbaren Kommunikationstechnologien zu unterstützen. Dank ihrer umfassenden Kenntnisse der Anforderungen und Einschränkungen von EVUs ist ABB in der Lage, langfristige Lösungen anzubieten, die auch zukünftigen Anforderungen gerecht werden. Beispiele für neue Lösungen sind das ABB UHF-Funkmodem AR400 → 6, die Integration von Kommunikationsmodulen in Anwendungsgeräte (z. B. Ethernet-Platinen in die Fernwerkstationen vom Typ RTU560) und Partnerschaften mit Serviceanbietern (z. B. für Satellitenlösungen). Integriertes Netzwerkmanagement und Routing über eine Vielzahl von Kommunikationsmedien hinweg werden ebenfalls unterstützt.

Dacfeý Dzung

Thomas von Hoff

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil, Schweiz
dacfeý.dzung@ch.abb.com
thomas.von.hoff@ch.abb.com

James Stoupis

ABB Corporate Research
Raleigh, NC, USA
james.stoupis@us.abb.com

Mathias Kranich

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

Literaturhinweise

- [1] ABB Calor Emag (2001): „Switchgear Manual“. 10th revised edition. Chapter 14.6: Load management, ripple control
- [2] Ramseier, S., Spiess, H.: „Der singende Draht: Kommunikation über Hochspannungsleitungen“. *ABB Technik* 2/2006: 50–53
- [3] Mohagheghi, S. Stoupis, J., Wang, Z. (2009): „Communication Protocols and Networks for Power Systems – Current Status and Future Trends“. IEEE Power System Conference and Exposition 2009
- [4] Dörstel, B.: „Living Space: Gebäudesteuerung in einer völlig neuen Dimension“. *ABB Technik* 4/2008: 11–14
- [5] Rohrbacher, H., Struwe, C.: „Intelligente Energieeffizienz: Steuerung von Gebäudesystemen mit KNX-Bustechnik“. *ABB Technik* 1/2008: 14–17
- [6] ABB Utility Communications: „Distribution Communications“. Broschüre erhältlich unter www.abb.com/utilitycommunications

Weiterführende Literatur

- Timbus, A., Larsson, M., Yuen, Ch. (2009): „Active Management of Distributed Energy Resources using Standardised Communications and Modern Information Technologies“, IEEE Transactions on Industrial Electronics
- Yuen, Ch., Comino, R., Kranich, M.: „The role of communication to enable smart distribution applications“. CIGRE, Juni 2009
- Taylor, T., Ohn, M.: „Netzmanagement für Verteilnetze: Innovative Netzleitstellen für die Verteilnetze von morgen“. *ABB Technik* 3/2009: 45–49

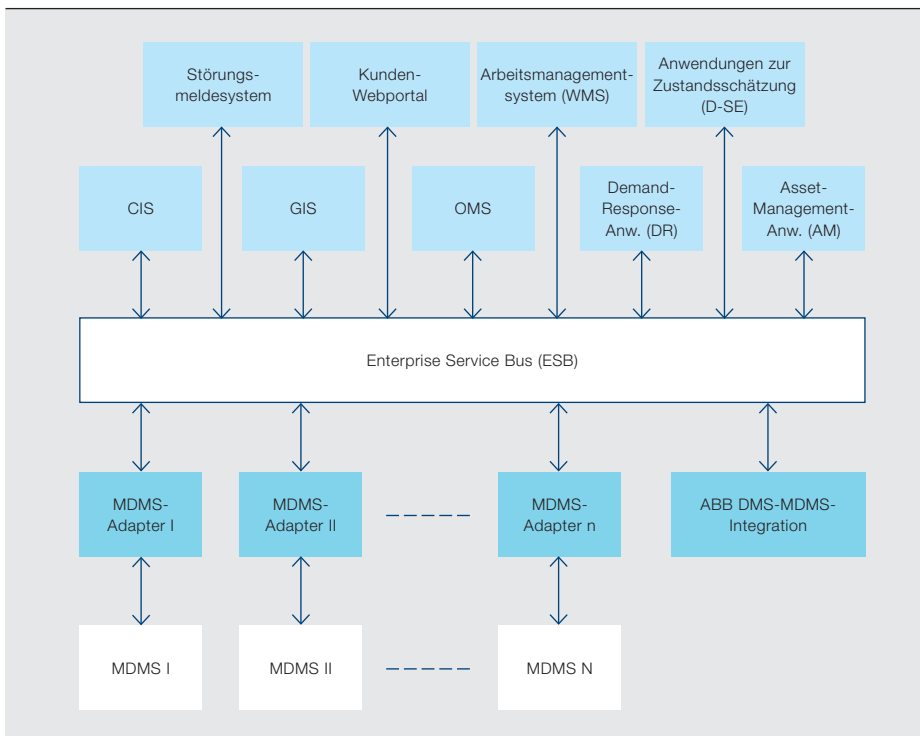


Der Draht zum Kunden

Intelligente Verteilungsmagementsysteme für eine effizientere und zuverlässigere Versorgung

WILLIAM PETERSON, XIAOMING FENG, ZHENYUAN WANG, SALMAN MOHAGHEGHI, ELIZABETH KIELCZEWSKI – Energieversorgungsunternehmen (EVUs) sind ständig auf der Suche nach Möglichkeiten, um ihren Kundenservice zu verbessern, ihre Leistungsfähigkeit zu optimieren und ihre Betriebskosten zu senken. Auf der Netzleitebene liefern intelligente DMS-Anwendungen (Distribution Management System) schnelle, präzise und detaillierte Informationen über das Verteilnetz und ermöglichen so bessere strategische Entscheidungen. Bisher waren die wichtigsten Datenquellen für DMS-Anwendungen SCADA-Systeme, Telefonanrufe von Kunden und Berichte von Wartungs- und Reparaturtrupps. Mit der zunehmenden Entwicklung intelligenter Netze werden diese Quellen durch eine Vielzahl von Sensoren mit Kommunikationsfähigkeiten ergänzt, die zur Stationsautomatisierung, Verteilnetzautomatisierung und im Rahmen einer intelligenten

Zähler- und Messtechnik eingesetzt werden. Um eine optimale Nutzung der Investitionen in die Sensor- und Kommunikationsinfrastruktur zu gewährleisten, ist eine Integration der Sensordaten in erweiterte DMS-Anwendungen erforderlich. Diese helfen Verteilnetzbetreibern dabei, ihren Kunden eine effizientere und zuverlässigere Versorgung zu gewährleisten und gleichzeitig die Umweltauswirkungen ihrer Energieproduktion zu verringern. Durch die Verfügbarkeit von Echtzeit- bzw. echtzeitnahen Informationen werden nicht nur die Funktionalitäten vorhandener Anwendungen wie der Ausfallanalyse erweitert, sondern auch neue Anwendungen für intelligente Netze ermöglicht. Dieser Artikel beschreibt vornehmlich die Situation in den USA, wobei einige der Herausforderungen und Erkenntnisse auch auf andere Regionen übertragbar sind.



Der Begriff „intelligente Zähler- und Messtechnik“ (Advanced Metering Infrastructure, AMI) bezeichnet die Informationstechnologie und Infrastruktur, mit der Informationen zum Verbrauch, zur Qualität und zum Status der Stromversorgung von sogenannten intelligenten Zählern¹ erfasst, kommuniziert, zusammengefasst und verbreitet werden. Ein intelligenter Zähler ist dabei nicht einfach nur ein Stück Messtechnik, sondern eine Art Interaktionspunkt, ein intelligenter Knoten in einem intelligenten Netz.

Mit der zunehmenden Implementierung von AMI bei zahlreichen EVUs erfahren DMS-Anwendungen eine umfassende Erneuerung, um schnellere und intelligentere Entscheidungen und eine schnellere, kostengünstigere und zuverlässigere Netzführung zu ermöglichen. Die Integration von AMI und DMS ist zwar mit Herausforderungen verbunden, sie bietet aber gleichzeitig eine Vielzahl von Vorteilen, zum Beispiel im Hinblick auf die Implementierung erweiterter Anwendungen für intelligente Netze wie Ausfallmanagementsysteme (Outage Management Systems, OMS), die Zustandsschätzung in Verteilnetzen (Distribution State Estimation, D-SE) und die Laststeuerung (Demand Response, DR). Darüber hinaus profitieren EVUs von einem effizienteren Betrieb und Verbraucher von einer zuverlässigeren Versorgung.

Verbrauchsüberwachung und -steuerung

Erweiterte DMS-Anwendungen benötigen Informationen zum Netz in Echtzeit bzw. nahezu in Echtzeit. Dazu gehören Informationen über die Netzkonnektivität (Schaltgeräte ein-/ausgeschaltet), Lastpegel (Strom) an den Entnahmepunkten (Lasttransformatoren beim Endkunden) und Abzweigen (Transformatoren in Verteilnetz-Unterstationen) sowie die Spannungsprofile im Verteilnetz. Herkömmliche SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition) können zwar Informationen über Geräte in Unterstationen und Abzweigen liefern, aber eine Infrastruktur zur Erfassung von Informationen auf der Ebene der Lasttransformatoren und drüber hinaus wäre einfach zu kostspielig. Die Lösung besteht darin, die vorhandene AMI zu nutzen, mit der nicht nur Informationen über die Lasttransformatoren wesentlich kostengünstiger erfasst werden können (lediglich die Kosten für die AMI/DMS-Integration fallen an), sondern auch einzelne Haushalte erreicht werden können.

Systemarchitektur

Die Integration von Daten aus intelligenten Zählern in ein DMS ermöglicht eine Vielzahl neuer Anwendungen auf der Netzleitstzebene. Aufgrund der Vielzahl verschiedener AMI-Technologien und den unterschiedlichen Anforderungen der einzelnen Anwendungen ist eine Standardisierung dieser Integration allerdings keine leichte Auf-

gabe. Die Vision von ABB ist eine einfache Integration von Zählerdatenmanagementsystemen (Meter Data Management Systems, MDMS) beliebiger AMI-Anbieter in die DMS-Produkte der ABB Network-Manager-Plattform. Der Kern dieser Vision ist in → 1 dargestellt, wo mit MDMS-Adaptern eine Übertragung von AMI-Daten aus den MDMS beliebiger Anbieter über den intelligenten DMS Enterprise Service Bus (ESB) von ABB ermöglicht wird.

Erweitertes Ausfallmanagement

Als Ausfall wird eine anhaltende Unterbrechung der Stromversorgung bezeichnet. Dies passiert, wenn ein Fehler durch eine Sicherung, einen Recloser oder einen Leistungsschalter geklärt wird und dadurch die elektrische Versorgung der Kunden hinter der Schutzeinrichtung ausfällt. Ohne eine direkte Kommunikation zwischen dem Zähler beim Kunden und dem DMS bleibt dem Kunden meist nichts anderes übrig, als beim EVU anzurufen, den Ausfall zu melden und zu warten, bis die Versorgung wiederhergestellt ist. Mit einer entsprechenden AMI ist dies nicht mehr erforderlich, da der Ausfall innerhalb von Sekunden automatisch an das DMS gemeldet wird. Die eingehenden Störungsmeldungen werden von einem Ausfallanalyseprogramm (Outage

Fußnote

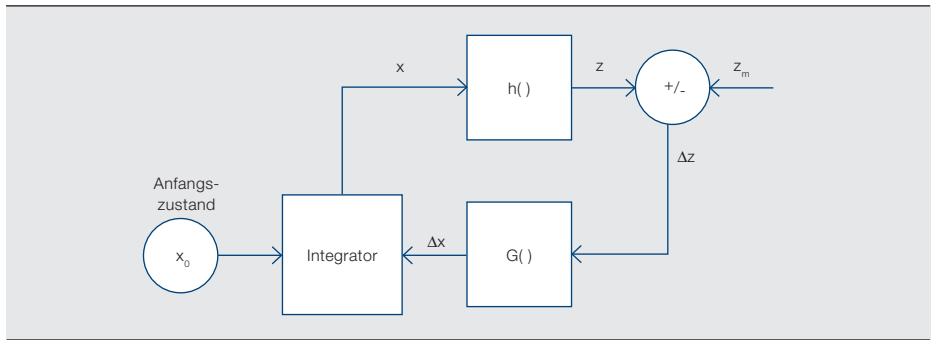
1 Ein intelligenter Zähler kann als digitale Version des traditionellen elektromechanischen Stromzählers verstanden werden.

Analysis, OA) verarbeitet, um das Ausmaß des Ausfalls und den wahrscheinlichen Ort der Störung zu ermitteln, bevor die Kunden über die voraussichtliche Dauer des Ausfalls informiert werden. Mithilfe der AMI kann die für die Fehleranalyse erforderliche Zeit von mehreren Stunden auf wenige Minuten reduziert und – was noch wichtiger ist – die Ausfalldauer beim Kunden verkürzt werden. Kommt es im Verteilnetz zu einem Ausfall, hat das OMS – das typischerweise aus zwei Hauptkomponenten zur Ausfallmeldung und zur Wiederversorgungsmeldung² besteht – die Aufgabe, schnell und präzise den Ort des Ausfalls zu bestimmen, damit Reparaturtrupps ausgesandt und die Kunden über die voraussichtliche Reparaturdauer informiert werden können. Zwei der gängigsten Werkzeuge hierfür sind das SCADA-System und eine Inferenz-Engine. Das SCADA-System war bisher die schnellste und genaueste Methode zur Bestimmung und Verifizierung eines Ausfallorts. Aufgrund der hohen Kosten für die Infrastruktur wird sie jedoch so wenig wie möglich verwendet. Stattdessen wird eine Inferenz-Engine eingesetzt.

Die Inferenz-Engine erfasst und analysiert automatisch telefonische Störungsmeldungen, um ihre räumliche und zeitliche Verteilung zu bestimmen, und schließt anhand der Lage der Transformatoren und Schutzgeräte beim Kunden sowie der Netzkonnektivität darauf, welches Schutzgerät ausgelöst worden sein könnte. Die Wirksamkeit dieses Prozesses hängt von der Verfügbarkeit und Geschwindigkeit der Kundenmeldungen ab. Aus irgendeinem Grund rufen viele Kunden jedoch gar nicht oder erst verspätet an, was die Informationen für die Engine begrenzt und die Qualität und Verlässlichkeit der Ergebnisse beeinträchtigt.

Um dies auszugleichen, verfügt die Inferenz-Engine über verstellbare Parameter, mit denen festgelegt werden kann, wie viele Anrufe erforderlich sind, bis die Engine Schlussfolgerungen zur Ursache eines Ausfalls ziehen kann, und wie schnell das System den Ausfall auf das nächste elektrisch verbundene Schutzgerät bezieht, d. h. wann es mehrere Anrufe automatisch zusammenfasst und einem Ausfall auf einer höheren Ebene des elektrischen Netzes zuordnet. Einer dieser Parameter gibt die Wartezeit an, für die der Ausfall mit einem Gerät verknüpft sein muss, bevor das System auf die nächsthöhere Ebene geht. Zwar ist eine möglichst kurze Wartezeit wünschenswert, damit mehrere Fehler erkannt werden können, doch aufgrund des unterschiedlichen Anrufverhaltens der Kunden ist oft eine Wartezeit von 6 bis 10 Minuten erforderlich,

2 Prinzip der Zustandsschätzung



bis genügend Anrufe eingegangen sind. Hier kommt die AMI in Spiel. Indem die AMI-Daten wie Kundenanrufe behandelt werden, d. h. eine Art automatisches Anrufsystem geschaffen wird, kann die Wartezeit erheblich verkürzt werden, sodass die Inferenz-Engine in der Lage ist, in kurzer Zeit mehrere Ausfälle innerhalb eines Stromkreises zu identifizieren.

Durch die Nutzung und Integration der verfügbaren Daten von intelligenten Zählern können außerdem die folgenden OMS-Funktionen unterstützt werden:

- Verifizierung von Ausfällen
- Identifizierung mehrerer Ausfälle in einem Stromkreis
- Identifizierung defekter Leitungen
- Bestätigung der Wiederversorgung

Funktionen wie die Zustandsschätzung im Verteilnetz profitieren von der Integration der Daten von intelligenten Zählern und Sensoren in das DMS.

Eine der einfachsten Anwendungen der AMI wäre die Verifizierung von Ausfällen durch die Nutzung der Zählerdaten analog zu SCADA-Daten. In dem Fall könnte ein Ausfall auf ein bestimmtes Gerät zurückgeführt werden, wenn die nachgeschalteten Verbraucher nicht mehr versorgt werden, die direkt davor aber schon. Eine weitere Anwendung sind Ausfälle, die durch eine defekte Leitung hervorgerufen werden. Hier lässt sich der Bereich, in dem sich die defekte Leitung befindet, anhand der versorgten und nicht versorgten Kunden genau eingrenzen.

Nach Wiederherstellung der Versorgung kann das DMS mit dem Zähler kommunizieren, um dies zu bestätigen. Normalerweise erfolgt dies durch automatische Anrufe beim Kunden. Bei einer Bestätigung über das Zählernetzwerk könnte auf die telefonischen Rückrufe verzichtet werden.

Eine weitere Funktion, die von der Integration der Daten von intelligenten Zählern und Sensoren in das DMS profitiert, ist die Zustandsschätzung im Verteilnetz (Distribution State Estimation, D-SE).

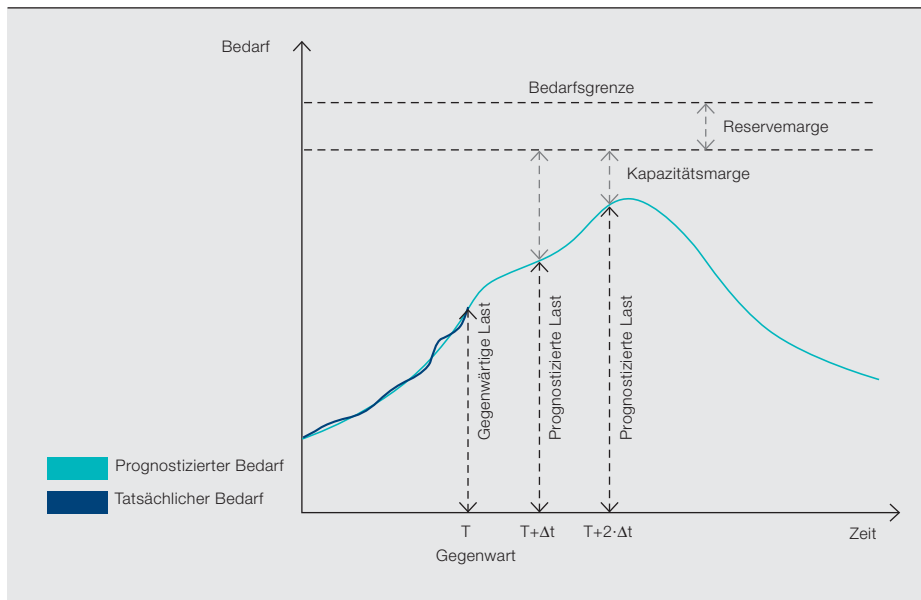
Zustandsschätzung im Verteilnetz

Unter „Zustand“ ist hier eine Reihe von Informationen zu verstehen, die den Betriebsstatus eines Systems eindeutig beschreiben. Alle für den Netzbetrieb wichtigen Funktionen (d. h. Schutz, Steuerung und Optimierung) benötigen Informationen über den Zustand des Systems. Die D-SE nutzt statistische Analysen und Optimierungsverfahren, um aus allen verfügbaren Messungen (Beobachtungen) eine möglichst genaue Schätzung des Netzzustands abzuleiten. Auf der Grundlage dieser Schätzung wird ein Echtzeitmodell erzeugt, das den Betriebszustand des Netzes bestmöglich abbildet. Anhand dieses Modells können dann überlastete Stromkreise im Netz erkannt werden.

Hierzu können verschiedene Informationen ausgewählt werden. Ist beispielsweise nur das statische Verhalten eines elektrischen Netzes von Interesse, kann der Betriebszustand anhand der komplexen Spannungen an jedem Netzknoten eindeutig bestimmt werden. Sind die komplexen Spannungen an jedem Knoten und das Komponentenmodell für die Transformatoren und Verteilungsleitungen bekannt, lassen sich daraus die Strom- und Leistungsflüsse zwischen

Fußnote

- 2 Beide Funktionen erfordern dezentrale Messpunkte beim Kunden.



AMI-Daten helfen Netzbetreiber dabei, die Zuverlässigkeit und Effizienz des Netzes zu verbessern.

zwei benachbarten Netzknoten berechnen. Für viele Systeme ist eine direkte Messung des Netzzustands jedoch nicht möglich (bzw. praktikabel), da nur indirekte Messungen³ zur Verfügung stehen. Diese werden bei der Zustandsschätzung verwendet, um daraus den Zustand des Netzes möglichst genau abzuleiten.

Theoretisch werden zur Schätzung eines Netzzustands mit n Größen nur n unabhängige Messungen benötigt. In der Praxis ist jedoch eine gewisse Redundanz erforderlich, um unvermeidbare zufällige Messfehler auszugleichen. Die Messredundanz ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der Anzahl unabhängiger Messungen und der Anzahl der Zustandsgrößen. Natürlich steigt mit der Messredundanz auch die Qualität der Zustandsschätzung. Ein Redundanzwert von 1 bedeutet, dass gerade genügend Messungen zur Schätzung des Zustands zur Verfügung stehen. Typischerweise wird eine Zustandsschätzung als Optimierungsproblem formuliert, bei dem die Entscheidungsvariablen den Zustandsgrößen entsprechen, und die zu minimierende Zielfunktion ein Maß für die

Abweichung der Messfunktion von der tatsächlichen Messung ist. Dieser Prozess ist in [2](#) dargestellt. Hierbei ist:

- x die Zustandsschätzung
- $h(\cdot)$ die Messfunktion
- Aus der Diskrepanz Δz zwischen der Messfunktion beim geschätzten Zustand z und der tatsächlichen Messung z_m wird mithilfe einer Verstärkungsfunktion $G(\cdot)$ die Korrektur Δx generiert.

Für Verteilnetze war das Verfahren der Zustandsschätzung bisher aus zwei Gründen nicht geeignet:

- Es stehen nur sehr wenige Echtzeitmessungen zur Verfügung (bei einem Verteilungsstromkreis mit mehreren Tausend Knoten meist nur einige am Kopfende des Abzweigs).
- Die komplexe Modellierung mehrphasiger asymmetrischer Verteilnetze stellt eine große Herausforderung für die Entwicklung effizienter und robuster Schätzalgorithmen dar, die für verschiedene Arten von Messungen geeignet sind.

Die Integration von Zählerdaten bietet den Vorteil, dass große Mengen von Messdaten (einschließlich Leistung, Spannung und Strom) von jedem Verbraucheranschluss nahezu in Echtzeit zur Verfügung stehen. Die Verfügbarkeit dieser Informationen bedeutet eine erhebliche Verbesserung der Qualität der Zustandsschätzung. Mit einem genaueren Echtzeitmodell des Netzes können auch andere DMS-Funktionen wie Spannungs- und Blindleistungsoptimierung, Netzwiederaufbau, Lastausgleich und eine optimale Netzkonfiguration zuverlässiger ausgeführt werden.

Demand Response (DR)

Bei der verbraucherseitigen Laststeuerung (Demand Response, DR) geht es um die kurzfristige Änderung des Lastverhaltens des Kunden als Reaktion auf Strompreisänderungen oder finanzielle Anreize zur Senkung des Verbrauchs zu Zeiten hoher Großhandelspreise oder bei Gefährdung der Netzstabilität [1]. Aus der Sicht der EVUs ist das Hauptziel der DR die Glättung von Lastspitzen (Peak-Shaving)⁴, wobei aber auch Nebenziele wie das Management von Systemdienstleistungen und eine Verbesserung der Gesamtzuverlässigkeit des Netzes definiert werden können. Zu den weiteren Vorteilen der DR neben den positiven Umweltauswirkungen eines geringeren Stromverbrauchs gehören:

- mögliche Einsparungen für EVUs durch eine Verzögerung des Verteilnetzausbaus
- finanzielle Vorteile für die Kunden
- geringere Volatilität der Energiepreise auf dem Spotmarkt (d. h. Preise für sofortige Lieferung und Zahlung)

Grundlage für DR-Maßnahmen ist häufig eine Schätzung der Kapazitätsmarge für zukünftige Zeiträume anhand von Bedarfsprognosen [3](#). Schrumpft diese Kapazitätsmarge oder fällt sie gar in den negativen Bereich, wird vom EVU ein DR-Ereignis initiiert. Viele der von den EVUs angebotenen

Fußnoten

- Indirekte Messungen sind funktional abhängig von den Zustandsgrößen und liefern daher nur indirekte Informationen über den Zustand des Systems.
- Peak-Shaving ist der langsame Abwurf von Lasten im Falle einer Überlastung in Spitzenlastzeiten.

DR-Programme können an unterschiedliche Bedürfnisse angepasst werden, wobei grob zwischen drei Kategorien unterschieden werden kann:

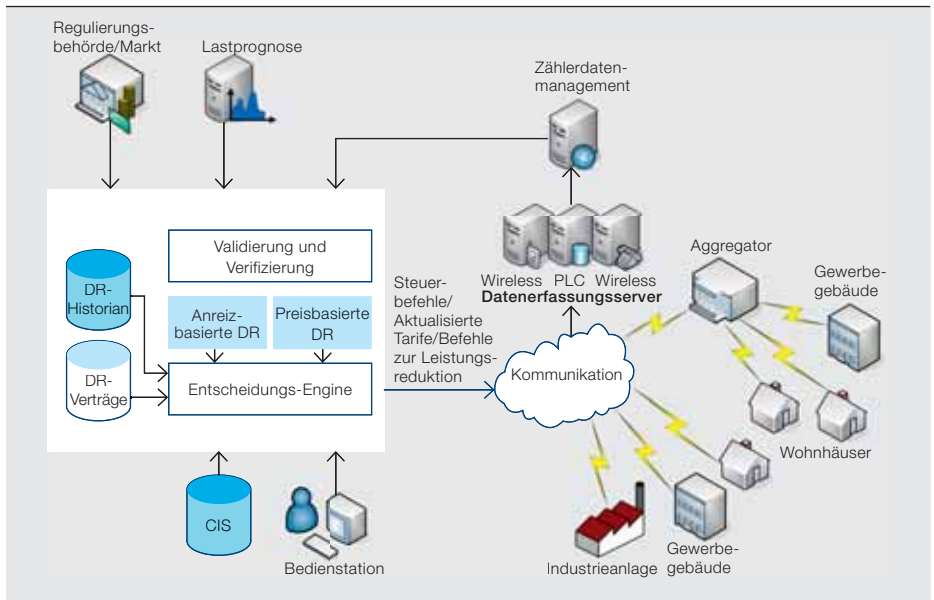
- Preisbasierte Programme, bei denen die Kunden ihren Verbrauch entsprechend der zuvor empfangenen Preissignale senken. Die Preise können monatlich, täglich oder in Echtzeit aktualisiert werden. Beispiele für solche Programme sind dynamische Tarife (Real-Time Pricing, RTP), zeitkritische Spitzenlasttarife (Critical Peak Pricing, CPP) und zeitvariable Tarife (Time-Of-Use, TOU).
- Anreizbasierte Programme, bei denen sich die teilnehmenden Kunden bereit erklären, ihren Stromverbrauch zu reduzieren, sobald Sie vom EVU dazu aufgefordert werden. Als Gegenleistung erhält der Kunde zum Beispiel Prämien, Gutschriften oder Vorzugstarife. Eine Nichterfüllung kann hingegen mit Strafen belegt werden. Beispiele für diese Programme sind die direkte Laststeuerung (Direct Load Control, DLC), unterbrechbare Versorgung (Interruptible Load) und Notfallprogramme (Emergency Demand Response).
- Sogenannte Bidding-Programme treten in Kraft, wenn das EVU mit einem Versorgungsengpass rechnet. Das Unternehmen initiiert ein DR-Ereignis und gibt ein Angebotsfenster vor, innerhalb dessen die Kunden Angebote abgeben können, entweder ihren Stromverbrauch zu senken oder Energie gegen Bezahlung an den Energieversorger zurückzuliefern.

DR-Infrastruktur

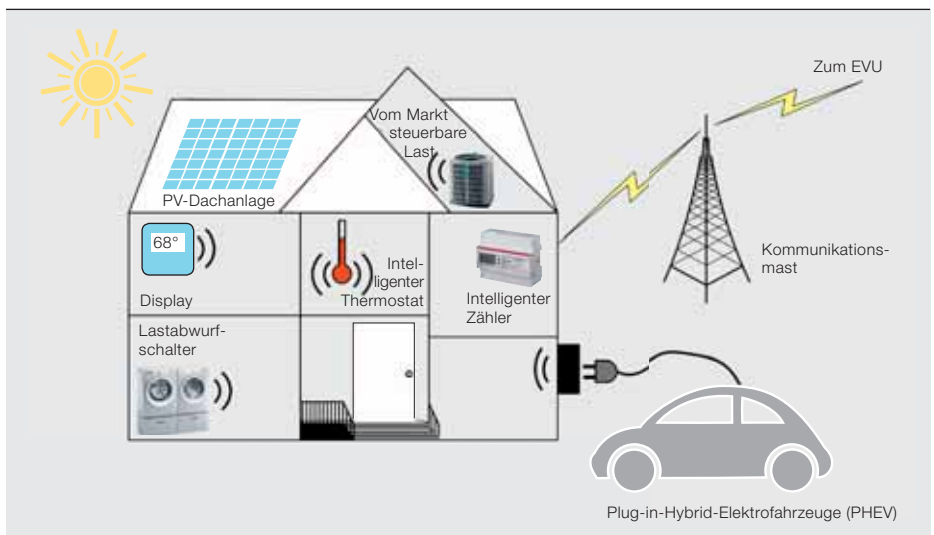
Die DR-Infrastruktur umfasst eine Entscheidungs-Engine auf der Netzebene beim EVU sowie automatisierte und halbautomatisierte Lösungen bei den Kunden. Das EVU kann direkt mit Privat-, Geschäfts- oder Industriekunden kommunizieren oder dies an DR-Dienstleister (sogenannte Aggregatoren) weitergeben, die für die Regulierung von Kundengruppen verantwortlich sind und deren zusammengefassten Verbrauch als einzelnen Lastpunkt an das EVU übermitteln → 4.

Die DR-Engine kommuniziert mit dem Kundeninformationssystem (Customer Information System, CIS), um Einzelheiten zu den Kundenverträgen und andere damit verbundene Daten abzufragen. In den Vertragsdaten sind die Bedingungen für jeden Kunden bzw. jede Kundengruppe hinsichtlich ihrer Teilnahme an einem DR-Ereignis festgelegt. Randbedingungen wie die erforderliche minimale Benachrichtigungszeit,

4 Beispiel einer Demand-Response-Infrastruktur



5 Beispiel eines Kundennetzes in einem Wohnhaus



die maximal zulässige Anzahl von Unterbrechungen pro Tag, Woche oder Saison, die maximal zulässige Reduktion und die maximal zulässige Dauer des Ereignisses bestimmen, welche Kunden während eines bestimmten DR-Ereignisses kontaktiert werden können. Außerdem empfängt die DR-Engine Zählerdaten vom MDMS und gegebenenfalls auch vom SCADA-System.

Effizienz der DR

Die Effizienz eines DR-Programms hängt von der Genauigkeit des Telemetriesystems ab, das zur Messung und Validierung der Kundenreaktionen auf ein DR-Ereignis verwendet wird. Stehen keine präzisen bidirektionalen Zählersysteme zur Verfügung, ist das EVU auf eine Kombination aus Massenmessdaten aus den Haupt-Unterstationen im Netz und stochastischen Verfahren wie die Lastzuordnung und statis-

tische Schätzungen angewiesen. Mit der Einführung der AMI wird die Aussicht auf eine präzise bidirektionale Zählertechnik immer realistischer. Präzise Echtzeit-DR-Ereignisse (Precision-Dispatched Demand Response, PDDR) [2] ermöglichen eine feinere Granularität bis hin zu einzelnen Kunden, schnellere Reaktionszeiten und eine bessere Transparenz für den Netzbetreiber. Die AMI ermöglicht eine bidirektionale Echtzeit-Kommunikation über die intelligenten Zähler hinaus und über ein Heimnetzwerk (Home Area Network, HAN) bis hin zu den intelligenten Geräten im Haus → 5. Auf diese Weise sind HAN-basierte Geräte wie intelligente Thermostate, Displays, vom Markt steuerbare Lasten und Lastabwurfschalter mit den intelligenten Zählern und somit auch mit dem EVU verbunden und können Daten (z. B. aktualisierte Preise für intelligente Prozessoren) und Befehle wie Reduktionssig-

nale für intelligente Aktuatoren empfangen. Die Integration von Zählerdaten und DR ermöglicht den Einsatz von Echtzeit- und echtzeitnahen Programmen, was wiederum zu kürzeren Reaktionszeiten, einer präziseren Steuerung und somit auch zu einer höheren Zuverlässigkeit für die Kunden und das Netz beiträgt.

Steht keine Echtzeit- oder echtzeitnahe Kommunikation zwischen dem EVU und den Kunden zu Verfügung, können die Reaktionen der Kunden auf ein DR-Ereignis nicht sofort verifiziert werden. In solchen Fällen muss der Betreiber auf den nächsten Datenerfassungszyklus warten, was zwischen einigen Stunden und mehreren Tagen dauern kann, um die finanziellen Berechnungen durchzuführen. Der Mehrwert einer Echtzeit- bzw. echtzeitnahen Kommunikation besteht für den Energieversorger darin, dass er die Reaktionen der Kunden auf ein DR-Ereignis und die erzeugten DR-Signale sofort verifizieren und validieren und gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen treffen kann. Dies kann zum Beispiel das Kontaktieren einer weiteren Kundengruppe oder das Initiieren eines DR-Notfallprogramms sein.

Intelligentes Energiemanagement

Bei Verteilnetzen, die Millionen von Gewerbegebäuden und Wohnhäusern versorgen, führt der Einsatz intelligenter Zähler zu einem drastischen Anstieg der zu verarbeitenden Datenmenge. Wie schwierig das Management großer Mengen von Echtzeitdaten ist, zeigte eindrucksvoll der Blackout im August 2003 in Nordamerika, bei dem, wie sich in Anhörungen vor dem Kongress herausstellte, keiner der Manager den vollen Überblick über das Ereignis hatte.

Um immer größere Mengen an Zähler- und Sensordaten effizient verarbeiten zu können, müssen die Datenmanagementsysteme in der Lage sein, Daten aus unterschiedlichsten Quellen zu vereinheitlichen, zu synchronisieren, zusammenzufassen und in nutzbare Informationen zu verwandeln. Hierbei kann die AMI durch die sogenannte CEP-Technologie (Complex Event Processing) unterstützt werden. CEP-Systeme verarbeiten kontinuierlich eine Vielzahl von Ereignissen mit dem Ziel, bestimmte hervorstechende Ereignisse wie eine drohende Überlastung oder Destabilisierung des Netzes zu identifizieren. Die Daten werden lokal ausgewertet und nur dann verbreitet, wenn sie netzweit benötigt werden.

Auch Visualisierungstools können AMI-Daten nutzen. Diese Tools nutzen räumliche Informationen aus geografischen Informati-

onssystemen (GIS) und bereiten diese mithilfe moderner Verfahren wie Farbkonturierung, Informations-Dashboards und Animationen auf. Zusammen mit den Funktionalitäten der Inferenz-Engine zur Lokalisierung von Ausfällen stellen diese leistungsfähige Werkzeuge zur visuellen Analyse von Ausfallsituationen für das Leitstellenpersonal dar.

Die grafische Darstellung von Zählerwerten und die Möglichkeit, bestimmte Zähler anzusprechen, kann mit GIS-fähigen Crew-Management-Systemen verknüpft werden, um die Entsendung von Vor-Ort-Personal effizienter zu gestalten. Darüber hinaus können die Bediener jegliche Veränderungen der Zählerdaten über einen bestimmten Zeitraum hinweg erneut „abspielen“, um die Erkennung von Trends in der räumlichen und zeitlichen Dynamik zu erleichtern. Wird die grafische Analyse zusätzlich durch Wetter- und Temperaturdaten ergänzt, können ursächliche Faktoren verdeutlicht und verschiedene Szenarien zur Beurteilung zukünftiger Auswirkungen untersucht werden.

Aggregationstools, mit denen die Zählerdaten auf die Transformatorebene übertragen werden, helfen dabei, Bereiche mit einer drohenden Überlastung der Transformatoren und Bereiche mit einer hohen Dichte nicht ausgelasteter Transformatoren zu kennzeichnen (Konturkarten). Außerdem können diese Funktionen bei Notfall-Lastabwürfen dabei helfen, eine Überlastung des Netzes zu verhindern. Generell ermöglicht die Verfügbarkeit von AMI- und Sensordaten in den meisten Notsituationen eine schnellere Schadensbeurteilung. Noch weitere Möglichkeiten ergeben sich, wenn diese Daten mit Geländedarstellungs-, Video- oder LIDAR-Technologien (Light Detection and Ranging) kombiniert werden. Diese Technologien werden bereits zur Überprüfung von Masten und Leitungen sowie zur Vegetationskontrolle verwendet, müssen aber noch in die Infrastruktur und die globale Datenanalyse integriert werden.

Blick in die Zukunft

Vor etwa 20 Jahren war die Verteilnetzautomatisierung noch kein akutes Thema. Der steigende Bedarf an elektrischer Energie und ein wachsendes Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewusstsein führen jedoch zu einer verstärkten Instrumentierung und Automatisierung von Verteilnetzen. Weltweit werden immer mehr Stationsautomatisierungs-, Abzweigautomatisierungs- und AMI-Systeme installiert, die den Leitsystemen eine Vielzahl von Daten zur Verfügung

Die Integration großer Mengen von Echtzeitdaten ist zwar mit Herausforderungen verbunden, sie bietet gleichzeitig aber auch Möglichkeiten zur Implementierung neuer Anwendungen.

stellen. Die Integration großer Mengen von Echtzeit-Messdaten ist zwar mit Herausforderungen verbunden, sie bietet gleichzeitig aber auch Möglichkeiten zur Implementierung neuer Anwendungen, die dabei helfen, die Dauer von Versorgungsunterbrechungen zu reduzieren (Ausfallmanagement), die Energieeffizienz zu optimieren (Spannungs- und Blindleistungsoptimierung), das Situationsbewusstsein zu verbessern (Zustandsschätzung) und die Einbindung des Kunden zu ermöglichen (Demand Response). Die Forschung und Entwicklung von ABB nutzt diese neuen Möglichkeiten, um Anwendungen zu entwickeln, die EVUs dabei helfen, eine höhere Effizienz und Zuverlässigkeit des Netzes und eine bessere Nutzung ihrer Betriebsmittel zu erreichen.

William Peterson

Xiaoming Feng

Zhenyuan Wang

Salman Mohagheghi

Elizabeth Kielczewski

ABB Corporate Research

Raleigh, NC, USA

william.peterson@us.abb.com

xiaoming.feng@us.abb.com

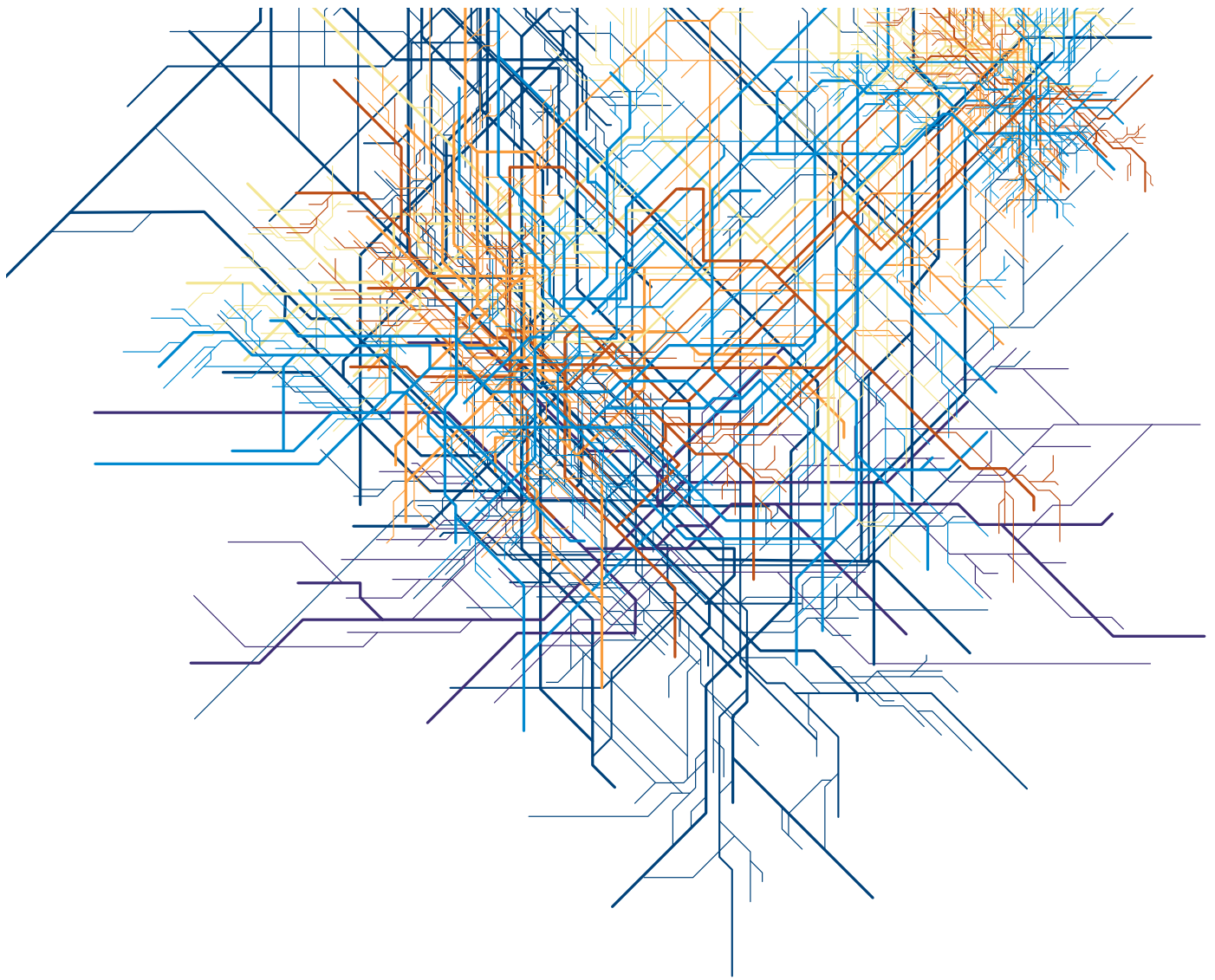
zhenyuan.wang@us.abb.com

salman.mohagheghi@us.abb.com

elizabeth.kielczewski@us.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Federal Energy Regulatory Commission (August 2006): „Assessment of demand response and advanced metering“. Staff report
- [2] Johnson, H., W. (März 2009): „Communication standards for small demand resources“. Proc. IEEE PSCE, Seattle, WA, USA



Intelligente Zusammenarbeit

ABB arbeitet mit anerkannten Forschungsinstituten an der Zukunft des elektrischen Netzes

CHERRY YUEN, ALEXANDER OUDALOV, ANDREW D. PAICE, KLAUS VON SENGBUSCH – Im Kampf gegen den Klimawandel und auf der Suche nach einer höheren Energie- und Prozesseffizienz gewinnt das Thema intelligente Stromnetze (Smart Grids) für viele Unternehmen zunehmend an Bedeutung. Seit Regierungen in den USA und Europa Smart Grids zu einer wichtigen Voraussetzung für die Umsetzung ihrer umweltpolitischen Ziele und zur Sicherung der Energieversorgung erklärt haben, findet das Thema auch in den Massenmedien zunehmend Erwähnung. Auch wenn das Konzept für viele neu erscheinen mag, befasst sich ABB bereits seit mehreren Jahren mit der

Entwicklung der hierfür erforderlichen Technologien und Standards. Viele davon sind bereits im Einsatz und ermöglichen einen effizienteren, zuverlässigeren und intelligenteren Netzbetrieb. Ein Schwerpunkt der Forschungsarbeit im Bereich der intelligenten elektrischen Energieübertragung und -verteilung liegt auf der Implementierung intelligenter Funktionalitäten in ABB-Produkten und Kundensystemen. Dieser Artikel befasst sich mit einigen der aktuellen Vorhaben, die in Zusammenarbeit mit externen Partnern durchgeführt und zum Teil von öffentlichen Trägern wie der Europäischen Kommission gefördert werden.

Das traditionelle elektrische Netz basiert auf großen, zentralisierten Kraftwerken, die die Verbraucher über Übertragungs- und Verteilungsnetze mit Strom versorgen, wobei die Leistung im Wesentlichen in eine Richtung fließt. Aufgrund der zum Teil gegensätzlichen Forderungen nach einer zuverlässigeren Versorgung zur Deckung eines steigenden Bedarfs durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien muss diese Infrastruktur zunehmend auf eine Weise betrieben werden, für die sie ursprünglich gar nicht vorgesehen war. Die Lösung liegt in einer schrittweisen Umwandlung des alten Systems in ein intelligenteres, effizienteres und umweltverträglicheres Netz, das in der Lage ist, Energie aus unterschiedlichsten Quellen – sowohl zentralen als auch dezentralen Erzeugungsanlagen – aufzunehmen und zuverlässig und bedarfsgerecht an Kunden aller Art abzugeben. Mit anderen Worten, ein Smart Grid.

Der Ausdruck „Smart Grid“ hat für viele eine unterschiedliche Bedeutung. Bei ABB steht dieser Begriff für eine Infrastruktur, die sich vor allem durch eine aktive Steuerung statt einer passiven Betriebsführung auszeichnet. Die ABB-Vision eines Smart Grid ist ein sich selbst überwachendes System auf der Basis industrieweiter Standards, das über nationale Grenzen hinausreicht, den Energiegroßhandel unterstützt und eine stabile, sichere, effiziente und ökologisch nachhaltige Versorgungsinfrastruktur bereitstellt.

In den Medien sind Smart Grids bereits umfassend thematisiert worden. Im Oktober 2009 versprach Präsident Barack Obama, 3,4 Milliarden US-Dollar zur Finanzierung von Technologien bereitzustellen, die den USA zu einem intelligenteren, stärkeren, effizienteren und zuverlässigeren Stromnetz verhelfen sollen [1]. In Europa fördert die Europäische Kommission Projekte zur Entwicklung von Technologien für die Umwandlung des herkömmlichen elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetzes in ein vereintes und interaktives Energienetz mit europaweit einheitlichen Methoden und Systemen zur Planung und Betriebsführung [2].

Zwar sind echte Smart Grids noch eine Zukunftsvision, doch ABB befasst sich bereits seit mehreren Jahren mit der Entwicklung der dafür erforderlichen Technologien und Standards, und viele davon sind bereits im Einsatz. Dazu gehören insbesondere laufende Projekte, die sich mit der Entwicklung einer Alternative zur Energieübertragung auf der Basis einer zentralisierten Erzeugung befassen. Anders ausgedrückt könnten Dörfer, Städte und sogar Fabriken statt von zentralisierten Großkraftwerken von kleineren Erzeugungsanlagen versorgt werden. Diese sogenannten aktiven Verteilungsnetze würden eine unterbrechungsfreie Energieversorgung für kritische Kommunikationsinfrastrukturen und Leitsysteme sicherstellen, die das Rückgrat der modernen Wirtschaft bilden. Durch die Erzeugung der Energie in der Nähe der Verbraucher könnten zudem die bei der Übertragung und Verteilung anfallenden Verluste deutlich gesenkt werden. In enger Zusammenarbeit mit externen Partnern hat ABB mehrere Demonstrationsprojekte realisiert, von denen vier (More Microgrids, AuRA-NMS, ADDRESS und MEREGIO) im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen → 1.

Mikronetze

Mikronetze (Microgrids) sind Mittel- und/oder Niederspannungs-Verteilungsnetze mit dezentralen Energiequellen, Speichersystemen und steuerbaren Lasten. Sie können im Verbund mit dem übergeordneten Netz oder isoliert als Inselnetz beaufsichtigt und koordiniert betrieben werden. Das Mikronetz-Konzept ist eine logische Weiterentwicklung einfacher Verteilungsnetze und für eine hohe Dichte dezentraler Erzeugungsanlagen verschiedener Art wie Mikroturbinen, Brennstoffzellen, Photovoltaikanlagen, kleinen Diesel-, Wind- und Wasserkraftgeneratoren sowie Speichersystemen wie

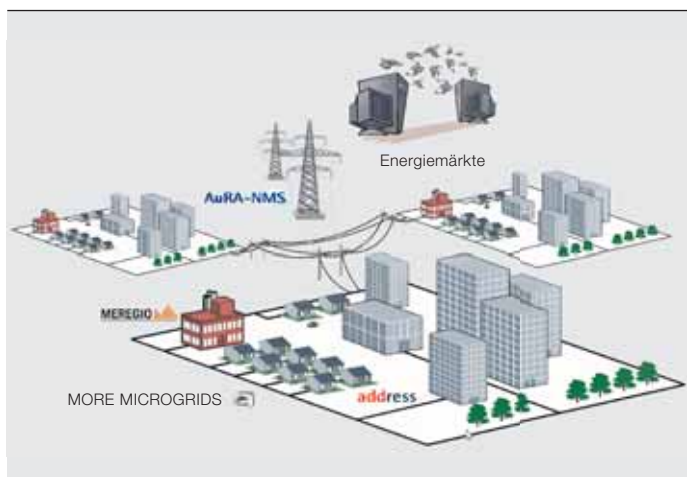
Batterien geeignet. Mikronetze können dabei helfen, die Zuverlässigkeit und Qualität der Energieversorgung zu verbessern und die Verbraucher mit umweltfreundlicherer und (möglicherweise) kostengünstigerer Energie zu versorgen. Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen (EVUs) profitieren von einer vereinfachten Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und geringeren Verlusten.

Dennoch sind die Integration und der Betrieb von Mikronetzen mit immensen technischen Herausforderungen verbunden. Eine davon ist die Sicherung eines stabilen Betriebs bei Fehlern und verschiedenen Netzstörungen. Beim Umschalten vom Verbund in den Inselbetrieb kommt es leicht zu großen Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Last, was wiederum zu schwerwiegenden Problemen bei der Frequenz- und Spannungsregelung führen kann. Die Erhaltung der Stabilität und Spannungsqualität im Inselbetrieb erfordert ausgeklügelte Regelungsstrategien, die sämtliche Aspekte der Erzeugungs- und Lastseite sowie der Energiespeicherung berücksichtigen.

Für ABB ist ein Smart Grid eine Infrastruktur, die sich vor allem durch eine aktive Steuerung statt einer passiven Betriebsführung auszeichnet.

Eine weitere zentrale Herausforderung ist der Schutz. Kommt es zu einer Störung im Netz, sollte das Mikronetz zum Schutz der Verbraucher so schnell wie möglich vom übergeordneten Netz getrennt werden. Liegt der Fehler innerhalb des Mikronetzes, sollten die Schutzfunktionen in der Lage sein, die normalerweise niedrigen Kurzschlussströme der auf Leistungselektronik basierenden Kleinerzeuger zu erkennen, um nur den wirklich notwendigen Teil des Mikronetzes zu isolieren. Aufgrund des einzigartigen Aufbaus und der Betriebsweise von Mikronetzen müssen dazu die verschiedenen Aspekte des Niederspannungsnetzschutzes, zum Beispiel neue Schutzkonzepte, untersucht werden.

1 Von der EU finanzierte Projekte zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Verbesserung der Energieeffizienz



More Microgrids

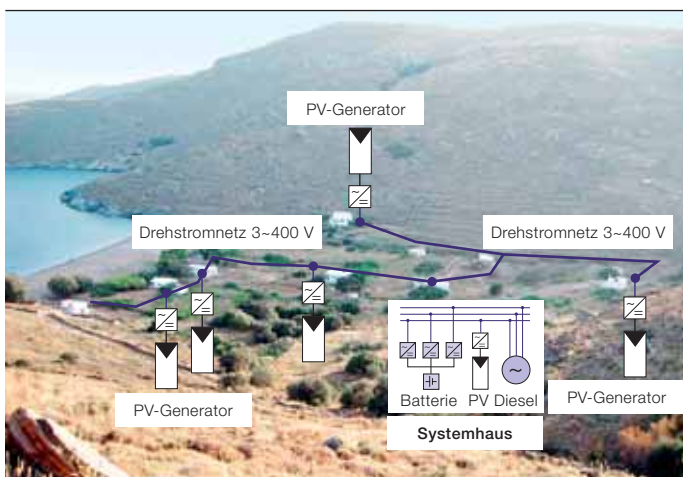
Um diesen Herausforderungen gerecht zu werden, hat die Europäische Kommission das Projekt „Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids“ ins Leben gerufen. Das Ziel von More Microgrids ist die Entwicklung von Lösungen, die einen verbreiteten Einsatz von Mikronetzen unterstützen. Dabei werden folgende Aspekte untersucht:

- Zentralisierte und dezentralisierte Regelungsstrategien, um zu ermitteln, welcher Ansatz eine effizientere Spannungs- und Frequenzregelung sowie eine geringere Diskrepanz zwischen verschiedenen kleinen Stromerzeugungsanlagen oder dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und Lasten bei einer Isolation des Netzes bietet
- Neue Schutzkonzepte für Mikronetze
- Technische und kommerzielle Aspekte der Integration mehrerer Niederspannungs-Mikronetze mit einer Vielzahl aktiver Teilnehmer wie kleinen Generatoren, Energiespeichersystemen und flexiblen Lasten über ein Mittelspannungs-Verteilungsnetz
- Betriebliche und ökologische Vorteile sowie der Einfluss von Mikronetzen auf zukünftige Austausch- und Investitionsstrategien für Übertragungs- und Verteilungsinfrastrukturen auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene

Derzeit stehen acht Pilotnetze für die experimentelle Validierung verschiedener Mikronetz-Architekturen, Regelungsstrategien und Schutzalgorithmen zur Verfügung → 2.

Das More-Microgrids-Projekt lief von Anfang 2006 bis Ende Januar 2010. Zum Konsortium der Projektpartner gehörten 22 Hersteller, darunter ABB, Siemens, ZIV und

2 Niederspannungs-Mikronetz in Gaidouromantra auf der griechischen Insel Kythnos



SMA Solar Technology, EVUs wie Liander, MVV und EdP sowie Forschungsteams aus 12 europäischen Ländern¹. Das Projekt wurde vom 6. EU-Forschungsrahmenprogramm (FP6) mit einem Budget von 4,7 Millionen Euro kofinanziert. ABB war Mitglied des Lenkungsausschusses und des Herstellerremiums. Zu den Aufgaben von ABB gehörte die Koordinierung des Arbeitspakets zur Entwicklung von Schutzkonzepten und -funktionen für Mikronetze sowie von neuen Konzepten wie Gleichstrom-Mikronetzen. Darüber hinaus war ABB an der Untersuchung der Frage beteiligt, ob sich Mikronetze zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eignen.

Ein optimiertes Management der Echtzeit-Betriebsführung in Verteilungsnetzen ist eine wichtige Voraussetzung für die Verbesserung der Versorgungsqualität. Die nahezu sichere Notwendigkeit zur Anbindung kleinerer erneuerbarer Energiequellen an eine riesige und komplizierte Infrastruktur, die als passiv gilt und zu teuer ist, um vorzeitig ausgetauscht zu werden, stellt eine technische Hürde dar, die es zu bewältigen gilt. Da eine zentrale Steuerung des gesamten zukünftigen Netzes nicht realistisch ist, müssen geeignete Möglichkeiten zur Delegation der Steuerungsaufgaben gefunden werden.

Mit einer solchen Lösung beschäftigt sich zurzeit ein Team aus Mitarbeitern von drei großen Vertretern der Energiewirtschaft und deren Umfeld (ABB, EDF Energy und Scottish Power) sowie acht Universitäten, darunter das Imperial College London, das die Forschungsaktivitäten leitet. Das Projekt mit dem Namen „Autonomous Regional Active Network Management System“ (AuRA-NMS) wird vom Engineering and Physical

Während echte Smart Grids noch eine Zukunftsvision sind, befasst sich ABB bereits seit mehreren Jahren mit der Entwicklung der erforderlichen Technologien und Standards.

Science Research Council (EPSRC) in Großbritannien gefördert und verfügt über ein Gesamtbudget von 5,46 Millionen Pfund (6,11 Millionen Euro)².

AuRA-NMS

Bestehende Netzleitstellen werden typischerweise teils automatisch und teils manuell betrieben, wobei die Netzbetriebsführung und Analysen wie Lastflussuntersuchungen, Netzumschaltungen, Kurzschlussanalysen und Störungsbehebung vom Bediener (Schaltpersonal) übernommen werden. Das Projekt AuRA-NMS untersucht Möglichkeiten, die Schalthoheit von zentralen Netzleitstellen schrittweise auf gleichberechtigte Peer-to-Peer-Netze,

Fußnoten

- ¹ Dazu gehören Forschungsteams der Universitäten Athen, Manchester, ISET, Labein und CESI.
- ² Einschließlich der Beiträge der teilnehmenden Industriepartner

mit verteilter Intelligenz (z.B. in Form von automatischen Steuerungen/Systemen zur Entscheidungsfindung) in Schaltanlagen zu übertragen. Die Steuereinheiten könnten ferngesteuert Schalter öffnen und schließen, um die Lasten auf andere Teile des Netzes zu verlagern, und auch verschiedene Maßnahmen zur Spannungskorrektur umsetzen. Zusätzlich könnten sie den Ladezustand von Energiespeichersystemen und die Leistungsabgabe von dezentralen Erzeugungsanlagen steuern. Dazu ist ein wirksames Kommunikationssystem erforderlich, um entsprechende Rückmeldungen zu ermöglichen und Steuereinheiten, die nur einen Teil des Netzes erfassen, die Möglichkeit zu bieten, zusammenzuarbeiten, um im Falle eines Fehlers, einer Spannungsabweichung oder einer begrenzten Leistungsabgabe eines Generators aufgrund der Rahmenbedingungen im Netz optimale Maßnahmen bestimmen zu können. Die in den primären Schaltanlagen installierten Steuerungen sollten sich so koordinieren, dass ein sicherer Netzbetrieb unter normalen und gestörten Betriebsbedingungen ermöglicht wird. Außerdem müssten die Funktionen dieser Steuereinheiten in der Lage sein, die Herausforderungen zu bewältigen, die sich für Verteilungsnetzbetreiber angesichts veränderter Regularien und einer wachsenden Zahl dezentraler Erzeugungseinheiten ergeben.

Die Aufgabe von ABB als Projektleiter des AuRA-NMS-Projekts besteht darin, Know-how auf dem Gebiet der Stationsautomatisierung und der Zustandsschätzung (State Estimation) in Verteilungsnetzen beizusteuern. Darüber hinaus liefert ABB die Stationscomputer vom Typ COM615 und das „SVC Light® mit Energy Storage“-System. Das Projekt wurde Ende 2006 ins Leben gerufen und soll im Frühjahr 2010 abgeschlossen sein. Pilotanlagen sind derzeit in einigen Unterstationen von EDF Energy in England installiert.

In nicht allzu ferner Zukunft sollen erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne einen großen Teil unseres Energiebedarfs decken. Doch unvorhersehbare Witterungsbedingungen können die Energieversorgung vor erhebliche Schwierigkeiten stellen. Dies ist jedoch kein Problem, wenn das Verteilungsnetz in der Lage ist, entsprechend auf plötzliche Veränderungen in der Versorgung zu reagieren. Während Speicherelemente im Netz dabei helfen, Schwankungen zu kompensieren, lässt sich der Energieverbrauch in Haushalten mithilfe

einer sogenannten „Energiebox“ optimieren, die bei einem Engpass kurzfristig unwichtige Geräte oder Systeme abschaltet, um eine unterbrechungsfreie Versorgung kritischer Systeme zu gewährleisten. Bei richtiger Umsetzung kann durch diese Art der aktiven Bedarfssteuerung die Flexibilität des Netzes erhöht werden, was wiederum einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energiequellen ermöglicht. Konzepte zur aktiven Bedarfssteuerung zu entwickeln, ist das Ziel eines weiteren Projekts der Europäischen Kommission mit der Bezeichnung „Active distribution networks with full integration of demand and distributed energy resources“ oder kurz ADDRESS.

ADDRESS

Das Hauptziel von ADDRESS ist es, eine aktive Bedarfssteuerung (engl. Active Demand) zu ermöglichen. Das bedeutet, dass private und kleine kommerzielle Verbraucher die Möglichkeit haben, den Netzbetrieb durch Anpassung ihres Energiebedarfs zu beeinflussen. Als mögliches Schlüsselkonzept wird der Einsatz von sogenannten Aggregatoren untersucht. Dies

sind Unternehmen, die eine große Gruppe kleiner Verbraucher auf dem Strommarkt repräsentieren. Ein Aggregator verkauft Anpassungen der Verbrauchsprofile als Dienstleistung an andere Beteiligte im Netz wie Energiehändler, Verteilungsnetzbetreiber (VNB) und Bilanzkreisverantwortliche (BKV). Dazu soll im Rahmen des Projekts eine technische und kommerzielle Architektur zur Umsetzung des Konzepts entwickelt werden. Außerdem werden Maßnahmen untersucht, mit denen die Verbraucher zur Teilnahme am System animiert werden können. Die technische Architektur besteht aus einer Netzleit- und Kommunikationsarchitektur und einer Schnittstelle zum Verbraucher (die Energiebox). Derzeit werden Algorithmen entwickelt, die einerseits eine Optimierung des Mittel- und Niederspannungsnetzbetriebs und der Energienutzung beim Verbraucher ermöglichen und andererseits dem Verbraucher die Möglichkeit bieten, seinen Stromverbrauch kurzfristig zu senken oder auf Zeiten günstigerer Stromtarife zu verlagern. Die kommerzielle Architektur umfasst eine Beschreibung der Dienstleistungen, die ein Aggregator auf dem Strommarkt anbieten könnte.

Das ADDRESS-Projekt begann im Juni 2008 und ist auf vier Jahre ausgelegt. Die geplante Architektur soll in drei Testanlagen in Frankreich, Spanien und Italien demonstriert werden. Zu den Hauptpartnern des Projekts gehören fünf Unternehmen aus dem Energiesektor (EDF, Iberdrola (Spanien), ENEL (Italien), ABB und KEMA (Deutschland)) sowie die Universitäten von Manchester und Cassino. Diese werden von 18 weiteren Partnern aus ganz Europa unterstützt. Das Projekt wird mit 9 Millionen Euro vom 7. EU-Forschungsrahmenprogramm (FP7/2007-2013) kofinanziert. ABB ist Mitglied der Projektleitung und des technischen Gremiums und leitet das Arbeitspaket zur Entwicklung der Kommunikationsarchitektur. Darüber hinaus ist das Unternehmen maßgeblich an der Entwicklung neuer Algorithmen für die Netzbetriebsführung beteiligt.

Durch die aktive Teilnahme an Kooperationen mit externen Partnern ist ABB in der Lage, maßgeschneiderte intelligente Lösungen anzubieten.

Die Bekämpfung des Klimawandels ist eine langfristige Aufgabe, die bedeutende Veränderungen seitens der Industrie und der Gesellschaft bei der Erzeugung und Nutzung von Energie und Elektrizität erfordert. ABB hat sich dazu verpflichtet, ihren Kunden durch die Bereitstellung einer breiten Palette von Produkten, Systemen und Dienstleistungen dabei zu helfen, eine effizientere Energienutzung und eine Reduzierung der Umweltbelastung zu ermöglichen [3]. Im Rahmen dieses Engagements ist ABB an einem weiteren Projekt eines europäischen Konsortiums beteiligt, dessen Ziel es ist, ein optimiertes und nachhaltiges elektrisches Netz zu schaffen, das die CO₂-Emissionen auf das technisch mögliche Minimum senkt und so die Realisierung einer „Minimum Emissions Region“, einer Region mit minimalen CO₂-Ausstoß – kurz MEREGIO – ermöglicht.

Fußnote

- 3 Die Region Karlsruhe/Stuttgart ist eines der am dichtesten besiedelten Gebiete Deutschlands und gilt als größtes Zentrum der Fertigungs- und Hightech-Industrie in Europa.

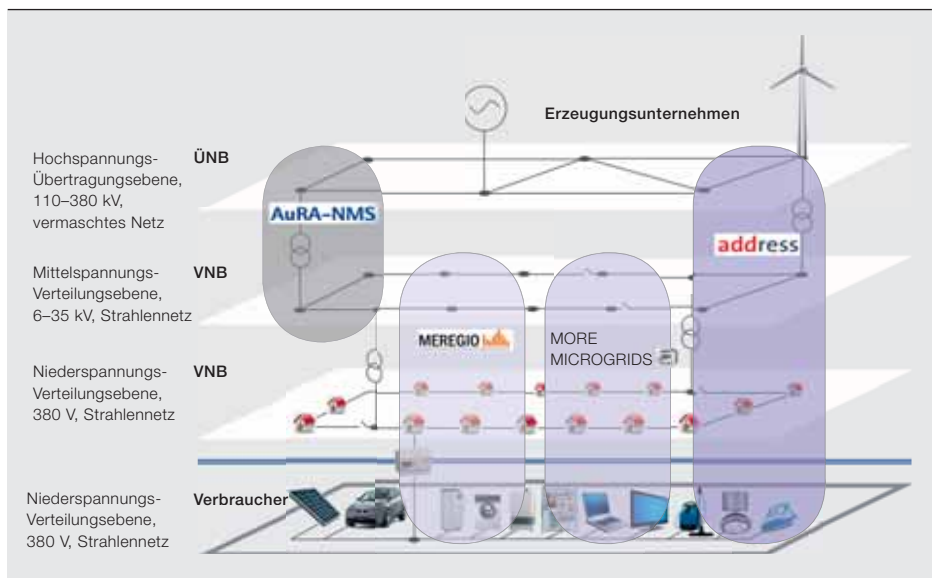
MEREGIO

MEREGIO ist ein Gemeinschaftsprojekt von ABB, IBM, SAP, dem Energieversorger EnBW, Systemplan Engineering und der Universität Karlsruhe. Es ist eines von sechs Projekten, die im Rahmen des Technologie-wettbewerbs „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ vom deutschen Ministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert werden.

Ziel des Projekts ist die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien (ICT) zur Minimierung der durch Heizung und Stromverbrauch verursachten CO₂-Emissionen in der „Modellregion“ Karlsruhe/Stuttgart³. Im Rahmen des Pilotprojekts sollen insgesamt 1.000 intelligente Zähler (800 in Privathaushalten und Industrieunternehmen, 150 in Erzeugungsanlagen und 50 in Energiespeichersystemen) mit Schnittstellen zur bidirektionalen Breitbandkommunikation installiert werden. Ein Zertifikat zur regionalen Energieeffizienz informiert dabei die Industrie- und Privatverbraucher über die Größe ihres „CO₂-Fußabdrucks“. Technisch gesehen wird der effiziente Betrieb eines elektrischen Netzes durch eine optimale Integration der zahlreichen dezentralen Erzeugungseinheiten und ein aktives Management des elektrischen Bedarfs erreicht. Für Letzteres benötigt der Netzbetreiber Informationen in Echtzeit über das Leistungsangebot und die Nachfrage der Verbraucher im gesamten Netz. Die im Pilotprojekt eingesetzte Kommunikationsinfrastruktur liefert dem Betreiber alle notwendigen Informationen für einen Betrieb des Netzes auf der Basis einer vorausschauenden Lastflussberechnung und einer schnellen Reaktion auf veränderte Bedingungen. Außerdem hat er die Möglichkeit, den Verbrauchern zeitvariable Tarife – bzw. Preissignale – zu senden, anhand derer sie ihren Verbrauch an den Preis und die Verfügbarkeit der Energie anpassen können.⁴

Die Aufgabe von ABB in diesem Projekt ist es, Know-how auf dem Gebiet der Netzbetriebsführung und Verteilungsnetzautomatisierung beizusteuern. Dies umfasst insbesondere die Erkennung von Engpässen und die Optimierung des Netzbetriebs, zum Beispiel durch Minimierung der Schaltvorgänge bei der Wartung und die Bereitstellung einer Prognose von Erzeugung und Bedarf in jedem Netzknoten. Dies kann mithilfe fortschrittlicher Algorithmen erreicht werden, wobei die Genauigkeit der Prognosen von den Eingabedaten für den jeweiligen Algorithmus abhängt. Einige Algorithmen nutzen (Echtzeit-)Daten wie Spannungs-

3 Das Netz der Zukunft? Verschiedene Kooperationen arbeiten an der Umwandlung des alten „traditionellen“ Systems in ein intelligentes, effektiveres und umweltverträgliches Netz.



und Stromwerte von Geräten im Netz und Informationen von intelligenten Zählern. Darüber hinaus soll das Netzleitsystem von ABB an Markt- und Handelssysteme⁵ angebunden werden, um sicherzustellen, dass marktbasierende Maßnahmen wie das sogenannte Market-Splitting genutzt werden können, um Engpässe zu vermeiden und Daten zu zukünftigen Energiegeschäften für den vorausschauenden Lastfluss zu analysieren.

Das auf vier Jahre ausgelegte MEREGIO-Projekt begann Ende 2008, und der einjährige Feldversuch mit dem kompletten System einschließlich Kunden soll 2011 starten.

Vier Projekte, eine Vision

Für ABB liefern diese Projekte nicht nur aktuelle Informationen aus erster Hand über die technischen und gesetzlichen Anforderungen an EVUs und Netzbetreiber, sondern ermöglichen auch fruchtbare Kooperationen mit anderen renommierten Instituten, die sich mit fortschrittlichen Technologien für Smart Grids befassen → 3. Die Ergebnisse der einzelnen Projekte ergänzen einander und können zur Erfüllung verschiedener Kundenanforderungen auf eine Vielzahl von Produkten und Lösungen von ABB angewendet werden.

Obwohl das Netz der Zukunft weltweit als „Smart Grid“ bezeichnet wird, ist es klar, dass die Einführung dieser Technologien an verschiedenen Orten auf der Welt mit völlig unterschiedlichen Herausforderungen verbunden sein wird. So wird das Smart Grid je nach Standort höchstwahrscheinlich etwas anders ausfallen. Durch die aktive Teilnahme an Kooperationen mit EVUs, Universitäts-

ten und anderen Beteiligten aus dem Energiesektor ist ABB in der Lage, jedem Kunden die für seine individuelle Situation passende Lösung anzubieten.

Cherry Yuen

Alexandre Oudalov

Andrew D. Paice

ABB Corporate Research

Baden-Dättwil, Schweiz

cherry.yuen@ch.abb.com

alexandre.oudalov@ch.abb.com

andrew.d.paice@ch.abb.com

Klaus von Sengbusch

ABB Power Products

Mannheim, Deutschland

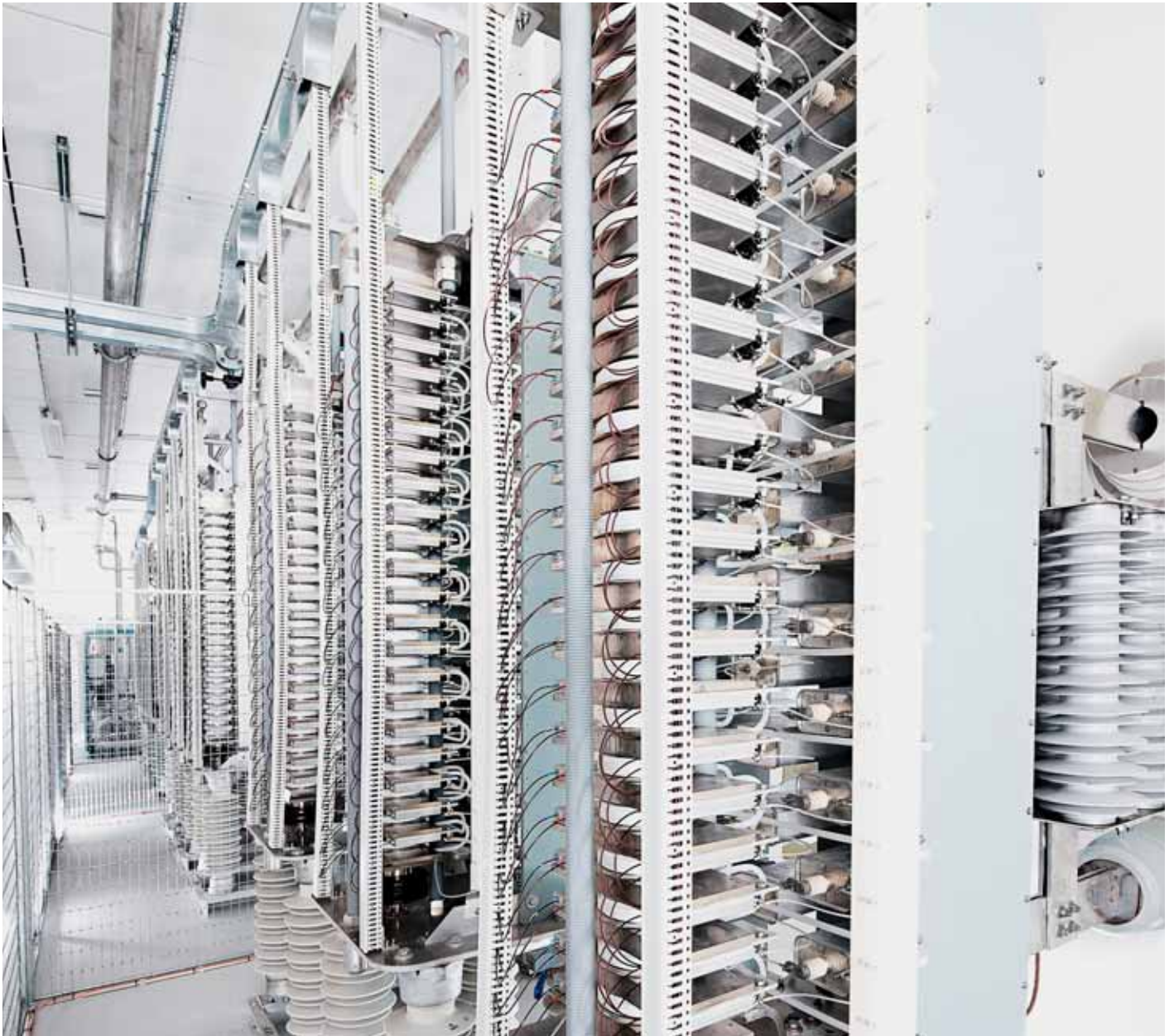
klaus.von-sengbusch@de.abb.com

Fußnoten

- 4 Dies ist im Wesentlichen eine Verifizierung eines nach 2010 in Deutschland in Kraft tretenden Konzepts, nach dem EVUs ihren Kunden variable Stromtarife entsprechend dem jeweiligen Betriebszustand des Netzes anbieten sollen.
- 5 Diese Systeme sind ebenfalls ein integraler Bestandteil des MEREGIO-Projekts.

Literaturhinweise

- [1] Das Weiße Haus (27. Oktober 2009): „President Obama announces \$3.4 billion investment to spur transition to smart energy grid“. www.whitehouse.gov/the-press-office, Stand: 11. November 2009
- [2] Europäische Kommission (2005): „Toward smart power networks: Lessons learned from European research FP5 projects“. <http://ec.europa.eu/research/energy>, Stand: 10. November 2009
- [3] Nordstrom, Anders H.: „Herausforderungen und Chancen. Möglichkeiten zur Bewältigung des Klimawandels“. *ABB Technik* 3/2009: 6–10



Spannungsstabilisierung

Verhinderung von Spannungszusammenbrüchen in stark belasteten Netzen mit statischen Blindleistungskompensatoren

ROLF GRÜNBAUM, PETER LUNDBERG, BJÖRN THORVALDSSON
– Seit der jüngsten Blackouts in Europa und den Vereinigten Staaten ist die zuverlässige elektrische Versorgung von Haushalten, öffentlichen Einrichtungen und der Industrie zunehmend in den Mittelpunkt des Interesses gerückt. Viele Stromnetze leiden an einem Investitionsstau, und hinzu kommt eine Unsicherheit hinsichtlich der Rollen und Regeln innerhalb eines deregulierten Energiemarkts. So können sich die Netzbetreiber aufgrund der Entflechtung von Energieerzeugung und -übertragung bei der Bereitstellung von

Blindleistung nicht mehr allein auf die Generatoren verlassen, sondern müssen ggf. ihre eigene Blindleistung bereitstellen. Eine schnelle und ausreichende Bereitstellung von Blindleistung ist wichtig zur Erhaltung der Spannungsstabilität in einem Netz. Dies gilt besonders für Netze mit einem hohen Prozentsatz an induktiven Motorlasten wie es zum Beispiel in großen Städten mit vielen Klimaanlage der Fall ist. Eine geeignete Lösung für diese Herausforderungen sind statische Blindleistungskompensatoren.

Eine wichtige Eigenschaft von statischen Blindleistungskompensatoren (Static Var Compensators, SVCs) ist ihre Fähigkeit, in verschiedenen Situationen Blindleistung im Netz bereitzustellen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten oder – im schlimmsten Fall – wiederherzustellen. Dieser Artikel beschreibt ein aktuelles Beispiel für die erfolgreiche dynamische Spannungsstabilisierung mithilfe von SVCs in Netzen mit einem hohen Anteil an induktiven Motorlasten in Form von Klimaanlageanlagen.

SVCs gehören zur Familie der flexiblen Drehstrom-Übertragungssysteme (Flexible AC Transmission Systems, FACTS), die auf verschiedene Weise eingesetzt werden, um die Leistungsfähigkeit von Stromnetzen zu erhöhen.

Eine häufige Ursache für Spannungszusammenbrüche im Stromnetz ist ein Mangel an Blindleistung, die normalerweise zur Erhaltung der korrekten Spannungspegel in einem Stromnetz benötigt wird. Diese Blindleistung kann – oder sollte – jedoch nicht über weite Strecken übertragen werden, da sie mit hohen Verlusten und Spannungsgefällen verbunden ist. Blindleistung sollte daher stets dort erzeugt werden, wo sie benötigt wird, d.h. an den eigentlichen Verbrauchsschwerpunkten.

Stromführende Leitungen verbrauchen Blindleistung. Tritt im Netz ein Fehler (z.B. ein Kurzschluss) auf, wird die betreffende Leitung getrennt und der Lastfluss von den

übrigen Leitungen aufgenommen. Dadurch steigt der Bedarf an Blindleistung. Steht nur eine begrenzte Menge an Blindleistung zur Verfügung, führt die erhöhte Belastung der Leitung zu einem Spannungsabfall im Netz. Steht dann nicht genügend Blindleistung zur Verfügung, kann es zu einem weiteren steilen Abfall der Spannung kommen. Das Übertragungsnetz ist nicht mehr in der Lage, elektrische Energie zu übertragen, und es kommt zu einem Blackout.

Folglich bestünden durch die Bereitstellung der richtigen Art von Blindleistung (d.h. mit den richtigen dynamischen Eigenschaften) im richtigen Moment und am richtigen Ort gute Chancen, Blackouts zu verhindern oder zumindest einzugrenzen. Hier kommen die SVCs von ABB ins Spiel.

Schnelle und langsame Blindleistungsbereitstellung

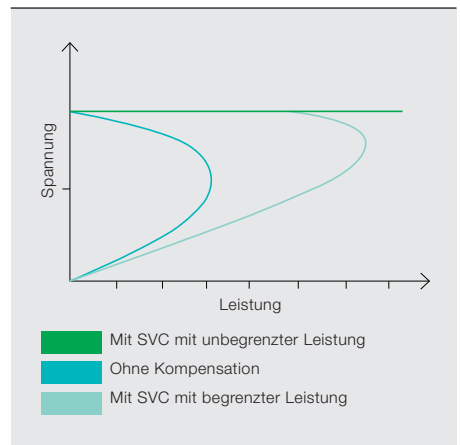
Blindleistung kann nicht nur von SVCs, sondern auch von mechanisch geschalteten Kondensatoren (Mechanically Switched Capacitors, MSCs) bereitgestellt werden. Hierbei gibt es jedoch einige wichtige Unterschiede. Während SVCs die Blindleistung schnell bereitstellen, liefern MSCs ihre Blindleistung langsam. Letztere eignen sich daher besonders in Situationen ohne besondere Anforderungen an eine dynamische Reaktion oder einen häufigen Betrieb, z.B. zur statischen Spannungshaltung bei 24-stündigen Laststrukturen. Für anspruchsvollere Anwendungen reichen MSCs nicht aus, und es werden SVCs (oder sogar STATCOMs¹⁾ benötigt.

Dynamische Spannungsstabilität

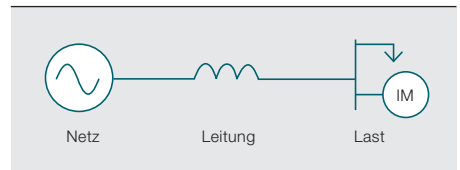
Der Einsatz von SVCs an kritischen Lastpunkten ist eine leistungsfähige Möglichkeit zur dynamischen Spannungstützung und zur Vergrößerung der Stabilitätsmarge eines Netzes. Die Fähigkeit eines SVC, die Spannung am Lastpunkt in einer bestimmten Netzkonfiguration konstant zu halten, hängt von seiner Bemessungsleistung und der Größe der Last ab. Dieses Verhältnis ist in → 1 dargestellt.

Eine der Hauptaufgaben des SVC besteht darin, durch Fehler verursachte Unterspannungen und bei geringer oder fehlender Last auftretende Überspannungen auszugleichen. Ein Beispiel eines generischen Systems ist in → 2 dargestellt. Der Lastschwerpunkt wird über eine Übertragungsleitung gespeist, und die Last besteht zu einem Großteil aus Induktionsmotoren (IM), die empfindlich auf Unterspannungen reagieren. In diesem Fall muss sowohl die

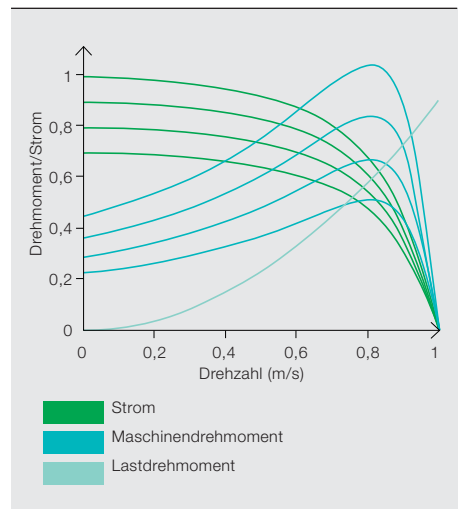
1 Spannung an einer Lastsammelschiene in Abhängigkeit von der Last mit und ohne SVC



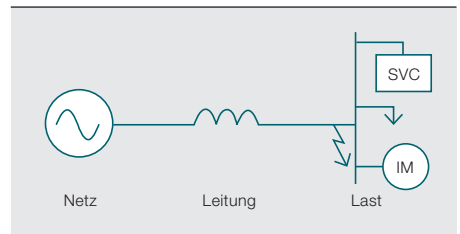
2 Prinzipschaltbild eines generischen Systems



3 Last- und Maschinendrehmomente in Abhängigkeit von Drehzahl und Maschinenstrom



4 Einpoliger Erdschluss in Lastnähe



Fußnote

1 Ein STATCOM (STATic synchronous COMPensator = statischer synchroner Kompensator) ist ein leistungselektronischer Spannungswillkürumrichter, der in elektrischen Übertragungsnetzen entweder als Quelle oder als Verbraucher von Blindleistung eingesetzt wird.

Wirk- als auch die Blindleistung von der Übertragungsleitung getragen werden. Ganz abgesehen von den ohmschen Verlusten, die dabei im System entstehen, kann dies bei Netzfehlern zu einer Reihe von Problemen führen, die im Folgenden näher beschrieben werden.

Unterspannungen

Unterspannungen können bei Generatorausfällen oder Fehlern in benachbarten Abzweigen auftreten. Diese Fehler sind meist von vorübergehender Natur, und eine Klärung erfolgt in der Regel nach 100 bis 150 ms. Während des Fehlers fällt die Spannung unterschiedlich stark ab. Dabei können zwei Arten von Unterspannungen auftreten: während des Fehlers und direkt nach der Klärung.

Befindet sich der SVC in unmittelbarer Nähe zu einem dreiphasigen Kurzschluss, kann er während des Fehlers nicht viel zur Minderung des Spannungsabfalls beitragen. Bei weiter entfernten Fehlern oder einpoligen Erdschlüssen kann jedoch die Spannung in der Nähe des SVC zu einem gewissen Grad gestützt werden, da der SVC während des Fehlers weiterhin Blindleistung im Netz erzeugt. Unterspannungen sind besonders dann problematisch, wenn die Last zu einem großen Prozentsatz aus Asynchronmaschinen wie Motoren für Pumpen oder Klimaanlage besteht. Das statische Verhältnis zwischen dem Lastdrehmoment und dem erzeugten elektrischen Drehmoment in Abhängigkeit von der Drehzahl ist in → 3 dargestellt.

Während des Fehlers verlieren die Asynchronmaschinen an Drehzahl, was sich nach der Klärung des Fehlers auf das Netz auswirkt. Im schlimmsten Fall wird nach einem solchen Fehler eine Spannungswiederkehr im Netz verhindert. Angenommen, es tritt ein einpoliger Erdschluss in der Nähe der Last in → 4 auf. Mithilfe eines SVC, der die Situation während des Fehlers durch Erzeugung von Blindleistung dynamisch unterstützt, kann dieses Problem gelöst werden, wobei der SVC dem Netz vor allem nach der Fehlerklärung wertvolle Unterstützung liefert.

Überspannungen

Die Regelung von Überspannungen funktioniert ähnlich wie die von Unterspannungen und ist unerlässlich bei Lastabwürfen, wenn durch das plötzliche Wegfallen der Lasten aufgrund der überschüssigen Blindleistung von Generatoren, Leitungen und Kabeln im Netz Überspannungen entstehen. Dank seiner hohen Regelgeschwindig-

keit kann der SVC innerhalb einer Periode der Netzfrequenz volle Unterstützung liefern und Blindleistung aufnehmen, um die Spannung im Netz zu begrenzen. Sobald die Last wieder da ist, kehrt der SVC zu seinem ursprünglichen Sollwert zurück und kann das Netz erneut unterstützen.

Statische Blindleistungskompensatoren

SVCs basieren auf thyristorgesteuerten Drosselspulen (TCRs), thyristorgeschalteten Kondensatoren (TSCs) und/oder Festkondensatoren (FC), die auf Filter abgestimmt sind. Ein typischer Aufbau ist in → 5 dargestellt.

Eine TCR besteht aus einer festen Drosselspule, die mit einem bidirektionalen Thyristorventil in Reihe geschaltet ist. TCR-Drosselspulen sind üblicherweise als epoxidharzimpregnierte Luftspulen mit Glasfaserisolierung ausgeführt.

Ein TSC besteht aus einer Kondensatorbank, die mit einem bidirektionalen Thyristorventil und einer Dämpfungsdrossel in Reihe geschaltet ist. Die Drossel dient zusätzlich zur Verstimmung der Schaltung, um Parallelresonanzen mit dem Netz zu verhindern. Der Thyristorschalter hat die Aufgabe, die Kondensatorbank für eine ganzzahlige Anzahl von Halbperioden der angelegten Spannung zuzuschalten oder zu trennen. Der TSC ist nicht anschnittgesteuert und erzeugt daher keine Oberschwingungen.

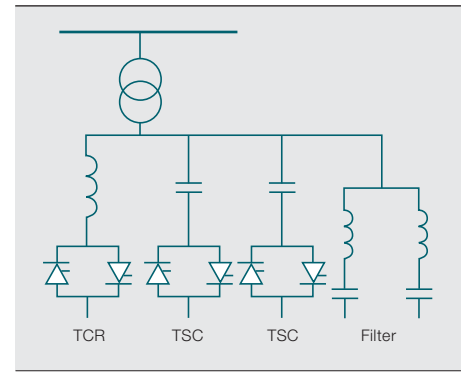
Je nach seiner Funktion im Netz und der damit verbundenen Kriterien kann ein kompletter SVC auf der Basis von TCRs und TSCs unterschiedlich aufgebaut sein. Bei Bedarf kann zusätzlich eine langsame Blindleistungsversorgung über MSCs vorgesehen werden.

SVC-Kennlinien

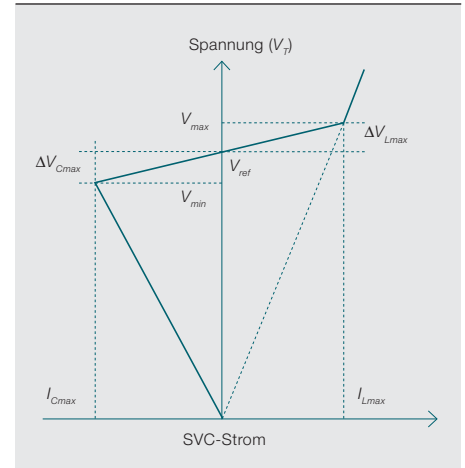
SVCs besitzen eine statische und eine dynamische Strom-Spannung-Kennlinie (V-I) → 6. Zur Regelung der Spannung entsprechend einer Statikkennlinie werden Strom und Blindleistung des SVC variiert. Neben anderen Einrichtungen zur Spannungsregelung hat die Statikvorgabe eine große Bedeutung für das Netz. Außerdem ist sie wichtig für die Bestimmung der Spannung, die die Grenze des Regelbereichs des SVC markiert. Bei einer hohen Statikvorgabe wird der aktive Regelbereich auf niedrige Spannungen ausgedehnt, was jedoch die Genauigkeit der Spannungsregelung beeinträchtigt.

Die Spannung, bei der der SVC weder Blindleistung erzeugt noch aufnimmt, ist die Referenzspannung V_{ref} . Diese Spannung

5 SVC in TCR/TSC/Filter-Konfiguration



6 V-I-Kennlinie eines SVC



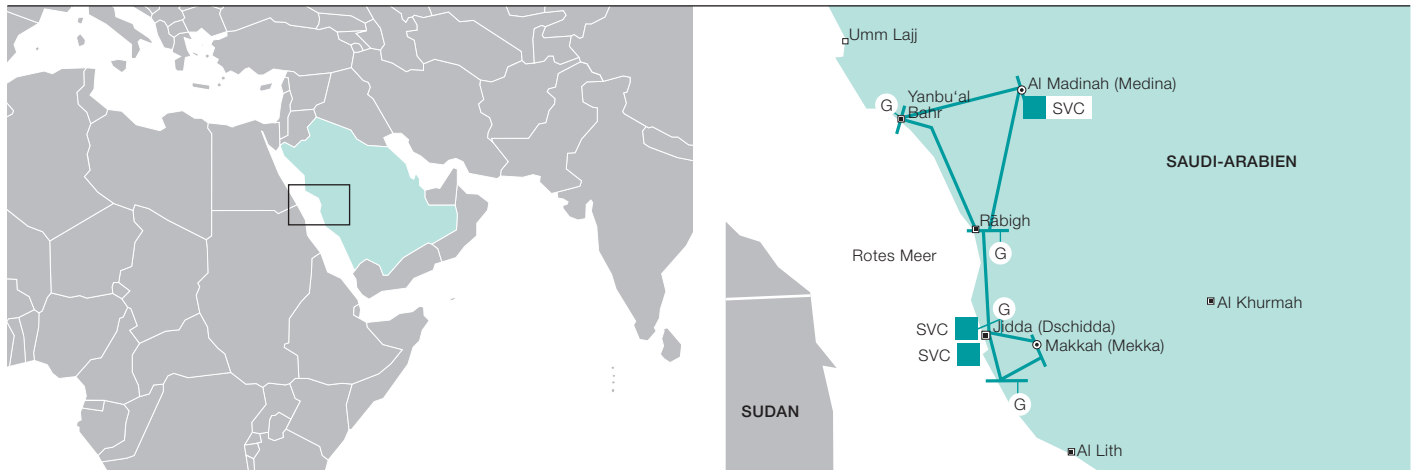
kann innerhalb eines gewissen Bereichs angepasst werden.

Verhinderung von Spannungszusammenbrüchen

Die Saudi Electricity Company (SEC) betreibt im Westen Saudi-Arabiens ein elektrisches Übertragungsnetz aus Freileitungen und Erdkabeln mit einer Spannung von 380 kV. Das Netz umfasst zahlreiche 380 kV/110 kV-Umspannwerke, von denen der Strom vorwiegend über Erdkabel zu lokalen 110 kV/13,8 kV-Unterstationen transportiert wird. Eine vereinfachte Darstellung des Netzes ist in → 7 zu sehen.

Die Betriebsbedingungen im saudi-arabischen Stromnetz sind insofern speziell, als aufgrund des heißen Klimas bis zu 80 % der Gesamtlast aus Klimaanlage bestehen. Aus Sicht des Netzbetriebs sind Klimaanlage besonders schwierige Lasten, die bei Kurzschlüssen im Übertragungs- und Verteilnetz mit einer langsamen Spannungswiederkehr, blockierenden Motoren oder sogar Spannungszusammenbrüchen verbunden sein können. Im Westen der Region, besonders in der Nähe des Roten Meers und unter dem Einfluss der Lastschwerpunkte Mekka und Medina ist die Stabilität

7 Vereinfachte Darstellung des SEC-Netzes im Westen Saudi-Arabiens



des Netzes vor allem im Sommer und während der Pilgerzeit gefährdet. Wie Simulationen ergeben haben, ist das elektrische Netz möglicherweise nicht einmal in der Lage, einpolige Erdschlüssen in der Nähe des Lastschwerpunkts zu Spitzenlastzeiten zu überstehen. Daher wurden zur Stabilisierung der Situation drei große SVCs installiert, die explizit dafür vorgesehen sind, die Netzspannung stabil zu halten, wenn sämtliche Klimaanlageanlagen in der Region mit Vollast laufen → 7 [1].

Darüber hinaus besitzt das Netz einige besondere Eigenschaften:

- ein großer Unterschied zwischen minimaler und maximaler Last (über das Jahr und über den Tag)
- eine extrem hohe Konzentration von Klimaanlageanlagen
- Leistungstransformatoren (für 380 kV/110 kV und 110 kV/13,8 kV) mit hoher Impedanz zur Begrenzung von Kurzschlussströmen
- relativ dezentrale Erzeugungsanlagen

Diese Eigenschaften erschweren den Netzbetrieb und haben in der Vergangenheit zu verschiedenen Problemen geführt. Dazu gehören:

- die Spannungsregelung zwischen Spitzen- und Grundlastzeiten
- eine inakzeptable Spannungswiederkehr nach Fehlern in Mittellastzeiten
- Spannungszusammenbrüche in Spitzenlastzeiten

Eine umfassende Studie zur Blindleistungsplanung für die Spannungsebenen 380 kV, 110 kV und 13,8 kV lieferte folgende Erkenntnisse im Hinblick auf die Netzplanung und den Netzbetrieb:

- Eine schnellere Fehlerklärung (sofern möglich) verringert den Bedarf an dynamischer Blindleistung.

- Das Blockieren von Drehstrommotoren bei einpoligen Erdschlüssen kann durch eine dynamische Blindleistungsunterstützung verhindert werden.
- Die dynamische Blindleistungsunterstützung wird nur für einen kurzen Zeitraum benötigt: während des Fehlers und für etwa 1 s nach der Klärung.
- Eine Blindleistungsunterstützung wird benötigt, um Spannungsschwankungen entgegenzuwirken, die durch die täglichen Lastschwankungen verursacht werden.

Der Gesamtbedarf an dynamischer Blindleistung wurde mit 3.000 MVar berechnet. Durch Installation von fünf SVCs mit je -60 MVar/+600 MVar (d. h. 60 MVar induktiv bis 600 MVar kapazitiv) an fünf verschiedenen 110-kV-Sammelschienen sollte das Problem blockierender Drehstrommotoren gelöst und die Anforderungen an die tägliche Spannungsregelung erfüllt werden können.

Die ersten drei SVCs im Süden Medinas, in Faisaliyah und in Jamia wurden 2008 und 2009 in Betrieb genommen. Die Beschaffung der übrigen zwei SVCs steht noch aus. Die SVC-Anlagen in Faisaliyah und Jamia sind in → 8 und → 9 abgebildet.

Problemdefinition

Bei einem einpoligen Erdschluss in der Nähe von Dschidda im 380-kV-Netz oder direkt im 110-kV-Netz fällt die Mitsystemspannung zunächst auf 0,7 bis 0,8 p.u. ab. Dadurch nimmt der Magnetfluss in den Induktionsmotoren der Klimaanlageanlagen ab, und das elektrische Drehmoment der Motoren sinkt. Wird das transiente elektrische Drehmoment negativ, verlieren die Motoren fast augenblicklich an Drehzahl. Für den Rest der Fehlerdauer oszilliert das elektrische Drehmoment aufgrund dieses Ungleich-

gewichts, wobei der Mittelwert aufgrund der reduzierten Spannung unterhalb des Lastdrehmoments liegt. Die Drehzahl nimmt weiterhin ab, wenn auch mit einer geringen Geschwindigkeit. Nach der Klärung des Fehlers müssen die Motoren wieder magnetisiert und beschleunigt werden. Die daraus resultierenden großen Wirk- und Blindleistungsanteile im Laststrom verursachen einen starken Spannungsabfall an den Quellimpedanzen, die zu einem großen Teil von den 110 kV/13,8 kV-Leistungstransformatoren bereitgestellt werden. Unter Spitzenlastbedingungen verlieren die Motoren zu viel Drehzahl, um nach der Fehlerklärung wieder beschleunigen zu können, und eine erfolgreiche Spannungswiederkehr wird verhindert → 10.

Vermeidung von blockierenden Motoren mit SVCs

Eine Möglichkeit, das Blockieren von Motoren zu verhindern, besteht offensichtlich darin, den Spannungsabfall während des Fehlers zu reduzieren und die Spannung nach der Fehlerklärung so schnell wie möglich wiederherzustellen. Hierzu müssen für einen kurzen Zeitraum große Mengen an Blindleistung bereitgestellt werden. Die besten Ergebnisse werden erzielt, wenn die Spannungsstützung in der Nähe der Motoren erfolgt. Am effizientesten wäre dies auf der 13,8-kV-Ebene jeder 110 kV/13,8 kV-Unterstation. Dies würde jedoch die Installation einer großen Zahl relativ kleiner SVCs erfordern. Die praktische Lösung besteht daher in der Installation einer begrenzten Anzahl großer SVCs auf der 110-kV-Ebene.

Der anfängliche Drehzahlverlust der Induktionsmotoren kann durch die SVCs nicht verhindert werden, da sie 1,5 Perioden benötigen, um den Spannungsabfall vollständig zu kompensieren. Mit ausreichend großen

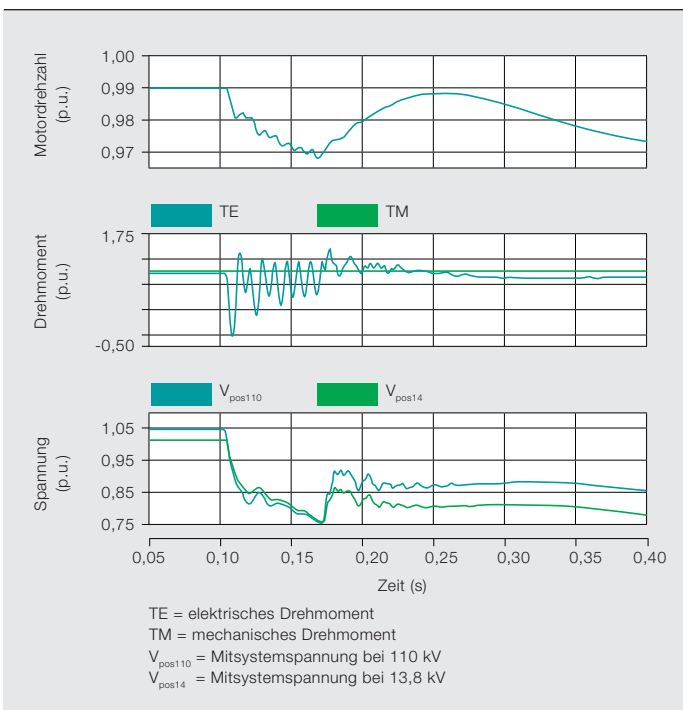
8 SVC-Anlage in Faisaliyah



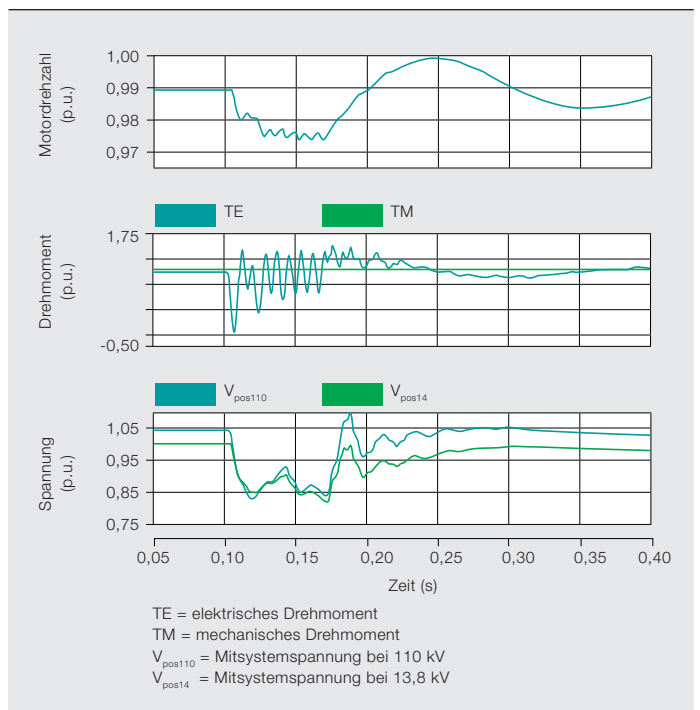
9 SVC-Anlage in Jamia



10 Motordrehzahl, Drehmoment und 110 kV/13,8 kV ohne SVC: keine erfolgreiche Spannungswiederkehr



11 Motordrehzahl, Drehmoment und 110 kV/13,8 kV ohne SVC: erfolgreiche Spannungswiederkehr



SVCs kann die Spannung jedoch so weit gestützt werden, dass die Motoren nach dem anfänglichen Abfall nicht weiter an Drehzahl verlieren → 11. Damit ist ein neuer „stabiler“ Betriebspunkt erreicht. Während des Fehlers lässt sich die Spannung nur schwer so weit erhöhen, dass die Motoren wieder beschleunigen. Wichtig ist, dass der Drehzahlabfall so schnell wie möglich gestoppt bzw. verlangsamt wird. Je schneller dies geschieht, desto leichter lässt sich das System nach der Fehlerklärung wieder beschleunigen. Eine kürzere Reaktionszeit des SVC bedeutet, dass weniger Blindleistung benötigt wird. Bei Untersuchungen hat sich gezeigt, dass eine Wiederbeschleunigung der Motoren nach der Fehlerklärung nahezu unmöglich ist, wenn die SVCs während des Fehlers nicht in Betrieb waren.

Direkt nach der Fehlerklärung erhöht sich die Spannung sprunghaft, und der Blindstrom zu den Motoren steigt sofort an. Zusätzlich ist ein hoher Wirkstrom für die Beschleunigung erforderlich. Bleibt die Spannung an den Motoren stark abgesenkt, kann der erforderliche Wirkstrom nicht fließen, und die Spannungswiederkehr erfolgt nur langsam. Im schlimmsten Fall bleiben die Motoren stecken. Mit einer entsprechenden Spannungsunterstützung ist jedoch eine schnellere Spannungswiederkehr möglich.

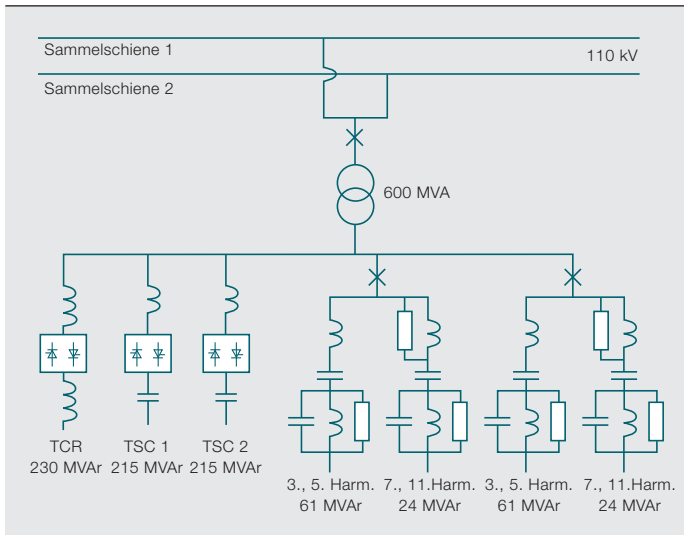
Leistungsverhalten der SVCs

Die drei SVCs sind für je 60 MVar induktiv bis 600 MVar ausgelegt und mit gasisolierten Schaltanlagen (GIS) der 110-kV-Ebene verbunden. Die Bemessungsspannung an

der Mittelspannungs-Sammelschiene der SVCs beträgt 22,5 kV. Außerdem verfügt das System über zwei TSCs mit je 215 MVar und eine TCR mit 230 MVar → 12. Die Oberschwingungsfilter mit einer Gesamtleistung von 170 MVar sind in zwei getrennte Zweige unterteilt, die über Leistungsschalter mit der MS-Sammelschiene verbunden sind. Jeder Filterzweig besteht aus zwei doppelt abgestimmten Filtern für die 3., 5., 7. und 11. Harmonische.

Reaktionsgeschwindigkeit

Bei der Reaktionsgeschwindigkeit eines SVC muss zwischen dem Verhalten bei „Großsignalen“ und „Kleinsignalen“ differenziert werden. Ein Großsignal liegt bei Netzfehlern vor, die eine große Spannungsänderung im System verursachen. Dies sind



typischerweise Erdschlüsse in der Nähe des SVC oder weiter entfernte dreiphasige Kurzschlüsse. Ein Kleinsignal liegt bei geringfügigen Änderungen der Netzspannung vor, wie sie zum Beispiel durch Stufenschalter oder das Zuschalten/Trennen einer Leitungsdrossel oder einer Kondensatorbank hervorgerufen werden. Bei SVCs für die Energieversorgung ist vor allem die Reaktionsgeschwindigkeit bei Großsignalen von Interesse.

SVCs in elektrischen Netzen regeln vorrangig die Mitsystemspannung und in einigen Sonderfällen die Gegensystemspannung. Dazu müssen die gemessenen Momentanwerte der Spannung nach der Phasenfolge getrennt und die Oberschwingen in der Spannung entfernt werden. Beides benötigt jedoch Zeit. Als erste Annäherung erfolgt die Behandlung der Spannung in einem Tiefpassfilter erster Ordnung mit einer Zeitkonstante von ca. 10 ms. Die Statik entspricht hierbei dem Mitsystemstrom multipliziert mit einer Konstante. Die Regelung erfolgt über einen PI-Regler (Proportional-Integral-Regler, in vielen Fällen auch nur über einen I-Regler). Dieser arbeitet mit der Differenz zwischen einer Sollspannung und der durch die Statik beeinflussten Istspannung. Der Reglerausgangswert ist ein Signal, das als Blindwert-Regelanweisung für den Hauptkreis fungiert. Thyristorventile können nur einmal pro Halbperiode und Phase schalten. Daher kann eine dreiphasige Ventilanordnung durch eine durchschnittliche Zeitverzögerung modelliert werden.

Typischerweise lässt sich eine Reaktionszeit im Bereich von zwei Perioden erreichen. Damit wird die Forderung des Energieversorgers erfüllt, dass die Reaktionszeit in einem starken Netz nicht mehr als 40 ms

ausgelegt, dass beim schwächsten Netzzustand eine schnelle Reaktion gewährleistet ist. Dass der SVC beim stärksten Netzzustand langsamer ist, wird akzeptiert. Wird das Netz noch schwächer, werden Algorithmen zur automatischen Reduktion der Regelverstärkung aktiviert.

Die Hauptaufgabe von SVCs in der Energieversorgung besteht darin, bei starken Spannungsabfällen und Netzfehlern schnell Blindleistung bereitzustellen. Die häufigsten Fehler sind Erdschlüsse. Bei nahegelegenen Fehlern fällt die Mitsystemspannung typischerweise auf 0,7 p.u. und bei weiter entfernten Fehlern auf entsprechend höhere Werte ab. Bei solch großen Spannungsabweichungen erreicht der Regler des SVC sehr schnell (etwa innerhalb einer Periode) seine Grenzen. Diese Zeit ist im Wesentlichen unabhängig von der Regelverstärkung. Die TSC-Ventile werden netzsynchron (Point-on-Wave)² eingeschaltet, und die TCRs hören auf, Strom zu führen. So ist der SVC nach 1,5 Perioden voll leitfähig. Je nach Ausgangszustand (geladen oder entladen) kann das Einschalten der TSCs etwas länger dauern. Am gängigsten ist der entladene Zustand.

Neue Regelung für eine schnellere Spannungswiederkehr

Bei einem Kurzschluss im Netz sinkt die Mitsystemspannung ab, und der SVC ar-

beitet vollständig kapazitiv. Ist das Netz nur leicht belastet, kann es bei der Fehlerklärung zu einer temporären Überspannung kommen. Der Hauptgrund dafür ist, dass das Netz nicht in der Lage ist, die vom SVC erzeugte Blindleistung aufzunehmen. Ein herkömmliches Regelungssystem muss warten, bis die Spannung den Sollwert überschritten hat, bevor der Regler die Blindleistungsanforderung für den Hauptkreis senken kann. Dies führt unweigerlich zu einer Überspannung mit einer Dauer von mindestens einer Periode. Im untersuchten Netz können dabei Überspannungen von mehr als 1,5 p.u. auftreten. Viele SVCs auf der Welt schalten erst nach der Fehlerklärung in den kapazitiven Betrieb, da es zum Zeitpunkt ihrer Installation noch keine wirksame Methode zur Lösung dieses Problems gab.

Die Stabilität der Regelung muss auch bei unterschiedlich starkem Netz gewährleistet bleiben. Zwischen den starken und schwachen Zuständen schwankt die Kurzschlussleistung typischerweise um den Faktor zwei. Der Regler ist so

beitet vollständig kapazitiv. Ist das Netz nur leicht belastet, kann es bei der Fehlerklärung zu einer temporären Überspannung kommen. Der Hauptgrund dafür ist, dass das Netz nicht in der Lage ist, die vom SVC erzeugte Blindleistung aufzunehmen. Ein herkömmliches Regelungssystem muss warten, bis die Spannung den Sollwert überschritten hat, bevor der Regler die Blindleistungsanforderung für den Hauptkreis senken kann. Dies führt unweigerlich zu einer Überspannung mit einer Dauer von mindestens einer Periode. Im untersuchten Netz können dabei Überspannungen von mehr als 1,5 p.u. auftreten. Viele SVCs auf der Welt schalten erst nach der Fehlerklärung in den kapazitiven Betrieb, da es zum Zeitpunkt ihrer Installation noch keine wirksame Methode zur Lösung dieses Problems gab.

Eine Simulation der temporären Überspannung ist in → 13 dargestellt. Die Notwendigkeit eines schnelleren Ausschaltens des TSC ist deutlich sichtbar. Um dies zu unterstützen, wurde eine neue Regelungsfunktion entwickelt und in den drei SVCs in Saudi-Arabien implementiert, die die TSCs beim ersten Stromnulldurchgang nach der Fehler-

Eine Wiederbeschleunigung der Motoren nach der Fehlerklärung ist nahezu unmöglich, wenn die SVCs nicht in Betrieb waren. Und wenn sie es waren, wurde bei einer kurzen Reaktionszeit weniger Blindleistung benötigt.

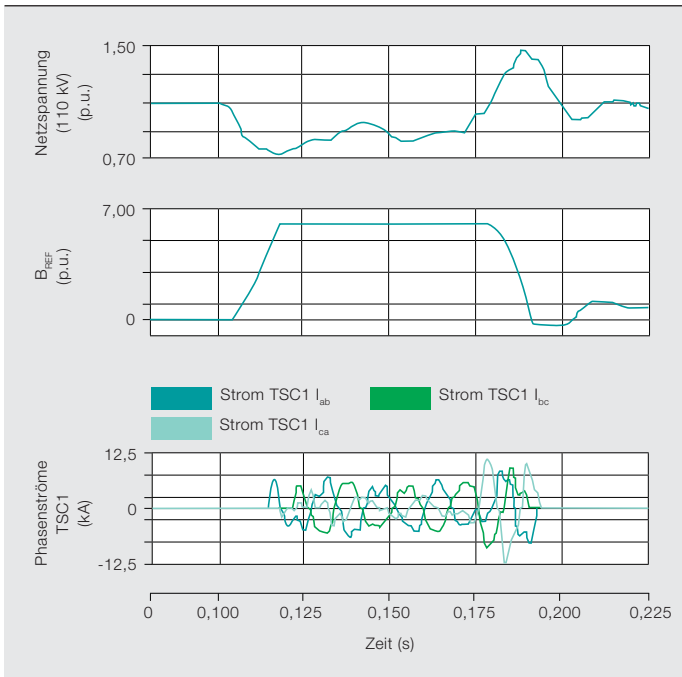
erklärung sperrt. Dieser Ansatz hat sich in Simulationen bereits als wirksam erwiesen, doch „echte“ Daten liegen noch nicht vor. Die mit der neuen Regelungsfunktion erzielten Ergebnisse sind in → 14 dargestellt.

Erfahrungen beim Betrieb

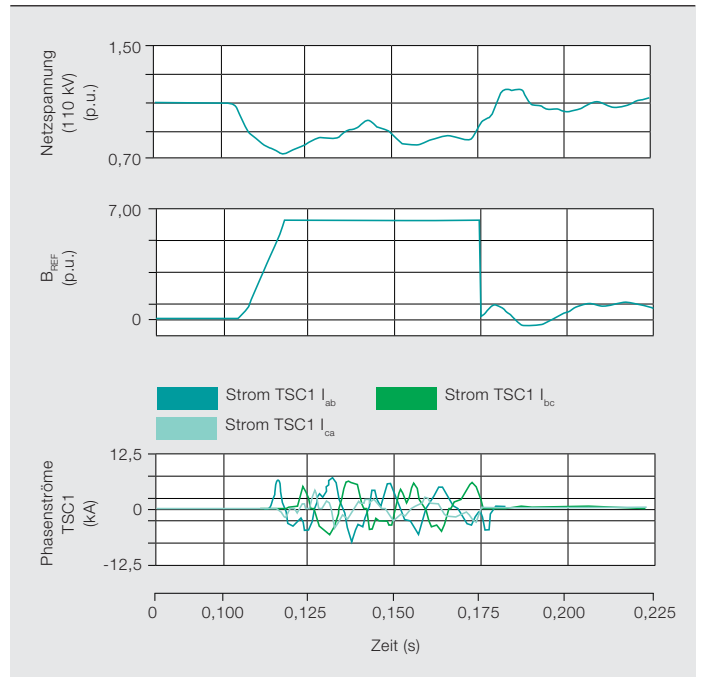
Im Sommer 2008, d. h. zur Spitzenlastzeit, kam es in dem besagten Netz zu drei Erdschlüssen – zwei in der Region um Dschidda (Faisaliyah) → 15 und einer in Medina → 16.

Der SVC reagierte schnell auf den Fehler und erreichte binnen 1,5 Perioden seine vollständige kapazitive Leistung. Während des Fehlers blieb die Netzspannung konstant bzw. stieg sogar leicht an. Auffällig war,

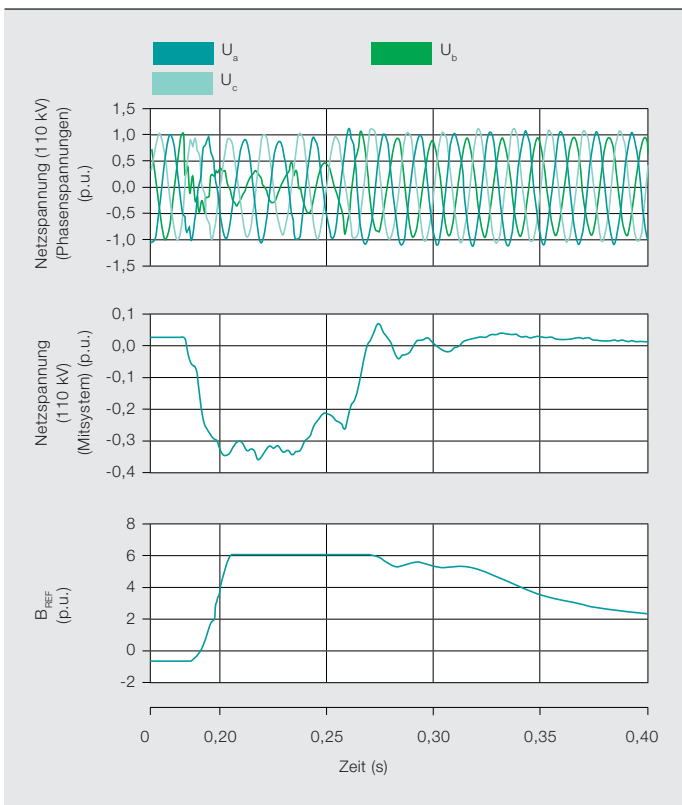
13 Temporäre Überspannung: 1,4 p.u. Überspannung; TSC sperrt bei 4. Stromnulldurchgang



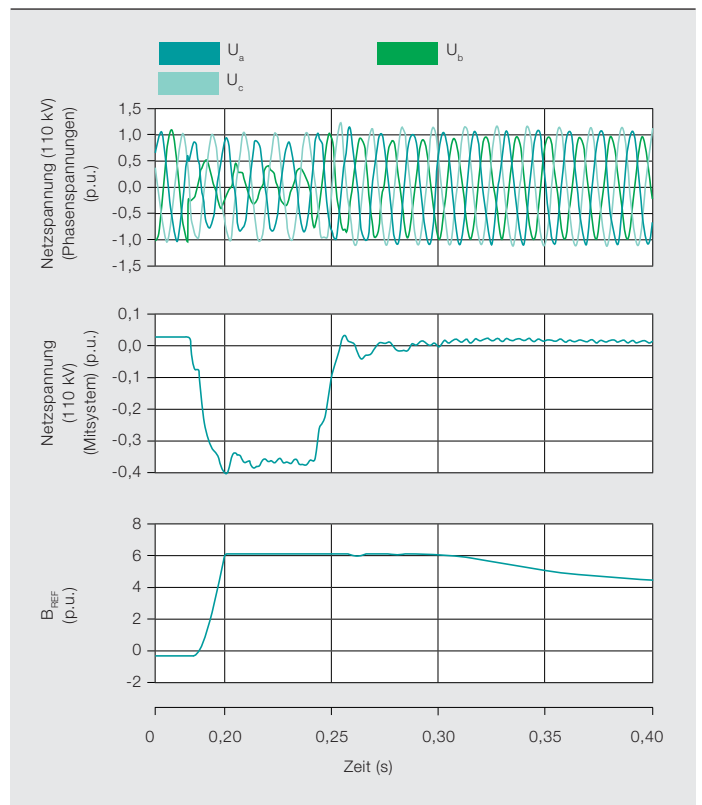
14 Neue TSC-Sperrfunktion: Überspannung reduziert auf 1,1 p.u.; TSC sperrt beim 1. Stromnulldurchgang



15 TFR-Aufzeichnung des SVC in Faisaliyah



16 TFR-Aufzeichnung des SVC in Medina



Das SVC-Projekt in Saudi-Arabien führte zu mehreren wichtigen Erkenntnissen:

- In Stromnetzen mit großen Lasten durch Induktionsmotoren (z. B. durch häufige Benutzung von Klimaanlage) treten Probleme in Form von blockierenden Motoren oder Spannungszusammenbrüchen auf.
- SVCs bieten bei Störungen ausreichende Unterstützung für die Mitsystemspannung, sodass eine angemessene Drehzahl der Induktionsmotoren beibehalten werden kann.
- SVCs müssen bei Störungen mit einer hohen Kapazität betrieben werden. Je schneller die Reaktion des SVC, desto geringer ist die erforderliche Bemessungsleistung. Werden die SVCs erst nach der Fehlerklärung aktiv, sind sehr hohe Leistungen erforderlich.
- Eine kurze Bemessungszeit ist ausreichend, da nur ein Betrieb von wenigen Sekunden erforderlich ist.
- SVCs sind robust und können bei Störungen und während der Fehlerklärung arbeiten.
- Die SVCs müssen in der Lage sein, TSCs unmittelbar nach der Fehlerklärung zu sperren, um zeitweilige Überspannungen bei geringer Last zu verhindern.
- Die typische Großsignal-Reaktionszeit des SVC (von null bis zur vollen Leistung) beträgt 1,5 Perioden mit entladenen Kondensatoren.
- Die typische Kleinsignal-Reaktionszeit des SVC beträgt 2,5 Perioden bei einem starken Stromnetz, d. h. 2 Perioden im schwachen Netz ohne Nachtung.

Die Erfahrungen aus dem Betrieb zeigen, dass die SVCs in der Lage sind, die Mitsystemspannung während und nach einpoligen Erdschlüssen effizient zu unterstützen.

dass die fehlerfreien Phasenspannungen nach dem anfänglichen Einbruch kaum weiter abfielen. Nach der Fehlerklärung erholte sich die betroffene Phase sofort. Der SVC senkte seine Ausgangsleistung um etwa 100 MVar und arbeitete etwa vier Perioden lang mit 500 MVar. In den darauf folgenden fünf Perioden wurde die Ausgangsleistung allmählich auf etwa 200 MVar reduziert. Dieser Wert wurde dann während des aufgezeichneten Zeitraums von 30 s beibehalten. Interessant an diesem Ergebnis ist, dass sich die betroffene Phase innerhalb dieser 30 s nicht vollständig auf ihren vorherigen Wert erholte.

Zum Zeitpunkt des Fehlers fiel die Spannung zwischen Phase B und dem Neutralleiter sofort ab. Die gemessene Mitsystemspannung im SVC sank mit einer Zeitkonstante von ca. 10 ms. Dies ist die Zeit, die für die Trennung der Spannungswerte nach der Phasenfolge und die Filterung der Oberschwingungen benötigt wird. Der Spannungsregler wechselte in nur etwas mehr als einer Periode in den vollständig kapazitiven Betrieb. Die Zeit, die der Hauptkreis benötigte, um auf allen drei Phasen vollständig kapazitiv zu arbeiten, betrug 1,5 Perioden. Diese Verzögerung ist darauf zurückzuführen, dass jede Phase erst beim Nulldurchgang ihrer Spannung beginnen kann, Strom zu führen. Die TSCs begannen mit einem Minimum an Transienten Strom zu führen und blieben bei der Fehlerklärung in Betrieb. Die Ströme enthielten dabei noch immer ein Minimum an transienten Schwingungen.

Der Fehler in Medina war ähnlich dem in Dschidda → 14. Der wichtigste Unterschied bestand darin, dass der Fehler in Medina nicht um 4.45 Uhr, sondern erst um 8.45 Uhr auftrat. Zu diesem Zeitpunkt war das Netz bereits stärker belastet. Während der Fehler war die Asymmetrie größer, und an einer der nicht betroffenen Phasen kam es zu einem Spannungsabfall, während die dritte Phase unbeeinträchtigt blieb. Die Spannungswiederkehr erfolgte etwas langsamer, und der SVC behielt länger seine volle Ausgangsleistung bei, wobei angemerkt werden sollte, dass die volle Leistung nur für einige Zehntelsekunden erforderlich war.

Die Erfahrungen aus dem Betrieb zeigen, dass die SVCs in der Lage sind, die Mitsystemspannung während und nach einpoligen Erdschlüssen effizient zu unterstützen. Die Reaktionszeit der VSCs ist kurz, und die TSCs verhalten sich während der Störungen korrekt.

Für eine möglichst effiziente Unterstützung der Mitsystemspannung müssen alle SVC-Phasen vollständig kapazitiv arbeiten. Dies hat jedoch den Nachteil, dass auch in den unbeeinträchtigten Phasen die Spannung über die maximale Dauerspannung hinaus angehoben werden könnte, wodurch es zu einer Sättigung des SVC-Leistungstransformators kommen kann. Dieses Problem war bei diesen Fehlern jedoch nicht aufgetreten → 17.

Netzstabilität mit schneller SVC-Reaktion

In Netzen mit großen induktiven Motorlasten wie Klimaanlage ist – besonders in Verbindung mit Fehlern – die Gefahr von Spannungszusammenbrüchen oder blockierenden Motoren groß. Solche Systeme neigen zu einem großen Blindleistungsbedarf, wobei die Blindleistung nicht über weite Strecken übertragen werden sollte, da dies die Gefahr von Spannungsabfällen erhöht und mit Wirkleistungsverlusten verbunden ist. Eine Möglichkeit zur Erhaltung der Spannungsstabilität unter solchen Umständen ist der Einsatz von SVCs, die vor allem im Hinblick auf Netzfehler eine schnelle dynamische Reaktion bieten müssen. Im Hinblick auf die Bemessungsleistung des SVC lässt sich bei einer schnelleren dynamischen Reaktion dieselbe positive Wirkung auf die Netzstabilität häufig auch mit niedrigeren Bemessungsleistungen erreichen.

Rolf Grünbaum

Peter Lundberg

Björn Thorvaldsson

ABB Power Systems,

Grid Systems/FACTS

Västerås, Schweden

rolf.grunbaum@se.abb.com

peter.lundberg@se.abb.com

bjorn.thorvaldsson@se.abb.com

Fußnote

- 2 Point-to-Wave ist eine Art des synchronen Schaltens, bei dem der Schaltmoment innerhalb der Periode aktiv bestimmt werden kann.

Literaturhinweis

- [1] Al-Mubarak, A. H., Bamsak, S. M., Thorvaldsson, B., Halonen, M., Grünbaum, R. (März 2009): „Preventing voltage collapse by large SVCs at power system faults“. IEEE PSCE, Seattle, Washington, USA

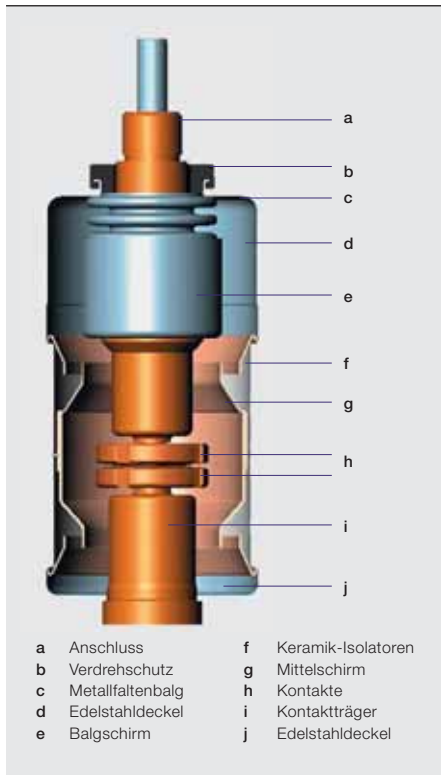


Polteile für höchste Ansprüche

Das ABB „Embedded“-
Polteil PT1 setzt neue
Maßstäbe in puncto
Zuverlässigkeit und
Umweltverträglichkeit

THORSTEN FUGEL, DIETMAR GENTSCH, ARNE KLASKA, CHRISTOPH MEYER
– Vor über einem Jahrzehnt erfand ABB die „Embedded“-Polteiltechnologie als Einphasenelemente für Mittelspannungsvakuumleistungsschalter in hoher Stückzahl. Das „Embedded“-Polteil besteht in erster Linie aus einer Vakuum-Schaltkammer und einem Isolierkörper, der die mechanische Verbindung zum Schaltgerät und zu den beiden elektrisch isolierten Anschlussstücken gewährleistet. Diese Polteile zeichnen sich durch eine hohe Spannungsfestigkeit und Beständigkeit gegen Umwelteinflüsse sowie einen wartungsfreien Betrieb über ihre gesamte Lebensdauer hinweg aus. Das neueste Mitglied dieser erfolgreichen Produktfamilie ist das „Embedded“-Polteil PT1. Dank der Verwendung von thermoplastischem Werkstoff ist das PT1 nicht nur genauso leistungsfähig wie sein Vorgänger, sondern bietet auch zahlreiche Vorteile, die von den Anwendungsparametern bis hin zur Umweltverträglichkeit reichen.

1 Querschnitt durch eine ABB Vakuum-Schaltkammer vom Typ VG4



Ein Leistungsschalter muss drei Funktionskriterien erfüllen: Er muss dem Bemessungsstrom standhalten, Kurzschlussströme abschalten und Spannungen oberhalb der Nennspannung blockieren können.

Wenn die Kontakte eines Leistungsschalters beim Unterbrechen eines Stroms auseinandergezogen werden, entsteht zwischen den Kontakten ein Lichtbogen. In einem Wechselstromsystem erlischt dieser Lichtbogen beim nächsten Nulldurchgang des Stroms. Der Kontaktmechanismus befindet sich in einer geschlossenen Kammer → 1, die (bei heutigen Mittelspannungssystemen) typischerweise ein Vakuum enthält.

ABB fertigt seit über 30 Jahren Vakuum-Schaltkammern. Während sich die Marktanteile Ende der 1990er Jahre noch nahezu gleich zwischen Vakuum- und SF₆-Technologien aufteilten, hat sich Vakuum mittlerweile als die vorherrschende Technologie etabliert. Derzeit produziert ABB rund 350.000 Vakuum-Schaltkammern im Jahr und gehört damit zu den führenden Herstellern auf diesem Gebiet. Die heutigen Schaltkammern von ABB sind für Spannungen bis 40,5 kV und Kurzschlussströme bis 63 kA ausgelegt.

Neben dem elektrischen Feld im Inneren der Schaltkammer muss die Isolierung auch externen Wechsel- und Blitzstoßspannungen¹ (von bis zu 95/200 kV) standhalten können.

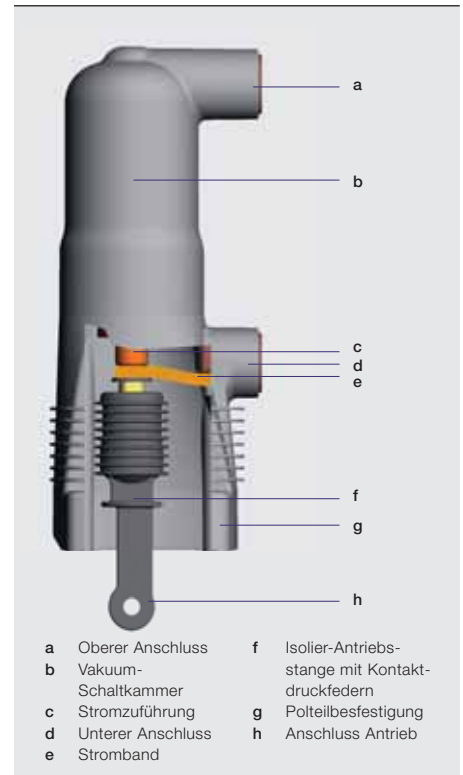
Diese Fähigkeit kann durch Umwelteinflüsse (z. B. Staub) wesentlich beeinflusst werden. Dies ist einer der Gründe, warum ABB vor einigen Jahren als erstes Unternehmen die „Embedded“-Polteiltechnologie entwickelt hat. Das derzeitige Angebot an „Embedded“-Polteilen von ABB deckt die typischen Anforderungen von Mittelspannungssystemen mit Bemessungsspannungen bis 40,5 kV, Stromstärken bis 3.150 A und Kurzschlussströmen bis 50 kA ab.

Bei einem „Embedded“-Polteil sind die Vakuum-Schaltkammer und die Anschlüsse vollständig vergossen. Der obere Anschluss → 2a und der untere Anschluss → 2d sind mit dem Kontaktarm oder der Sammelschiene der Schaltanlage verbunden. Da der untere Anschluss mit einem beweglichen Teil verbunden sein muss, ist eine flexible Verbindung zur Übertragung des Stroms erforderlich → 2e.

Der bewegliche Teil der Schaltkammer wird von einer Isolier-Antriebsstange bewegt, die mit dem Antrieb des Leistungsschalters verbunden ist. Die Stange besteht aus Polyamid und enthält ein Federpaket. Das Polteil wird mit vier Schrauben am Leistungsschaltergehäuse befestigt → 2g.

Die Hauptvorteile dieser Technologie (im Vergleich zu einem System mit montierten oder offenen Polteilen) liegen in der hohen Spannungsfestigkeit sowie einem besseren

2 Allgemeiner Aufbau eines „Embedded“-Polteils



Schutz gegen Umwelteinflüsse, Feuchtigkeit und mechanische Kräfte. Das Design ist kompakt, robust und modular. Ein weiterer bedeutender Vorteil ist die schnelle und einfache Montage der vorab getesteten und eingestellten Polteile auf den Vakuumleistungsschaltern. „Embedded“-Polteile eignen sich für verschiedene klimatische Bedingungen und sind über ihre Lebensdauer hinweg wartungsfrei. Das Vakuum in der Schaltkammer und das Isolationsvermögen des Polteils bleiben über 30 Jahre lang erhalten.

ABB hat diese Technologie erfunden und ist mit fast 1.000.000 in Betrieb befindlichen Einheiten und einer Jahresproduktion von über 200.000 Stück der führende Hersteller von „Embedded“-Polteilen → 3.

Trotz der erfolgreichen Implementierung und der großen Vorteile dieser Technologie ist ABB bemüht, diese ständig weiter zu verbessern. Das neueste Mitglied in der Familie der „Embedded“-Polteile ist das PT1. Im Gegensatz zu seinen Vorgängern basiert das PT1 nicht auf Epoxidharz, sondern auf einem thermoplastischen Hightech-Werkstoff.

Fußnote

¹ Die Blitzstoßspannung (Basic Impulse Level, BIL) ist ein Maß für die Fähigkeit eines Geräts, Überspannungen standzuhalten, die zum Beispiel durch Blitzschlag oder Schaltvorgänge verursacht werden.

Eigenschaften von „Embedded“ Polteilen aus Thermoplast

Funktion, Form und Fertigungsprozess gehören zu den entscheidenden Faktoren bei der Einführung eines neuen Werkstoffs (bzw. einer Werkstoffklasse). Die Auswahl eines neuen Werkstoffs erfordert weiterhin ein umfangreiches Analyseverfahren.

Materialauswahl

Bei der systematischen Auswahl eines Werkstoffs gilt es, die relevanten Eigenschaften eines Werkstoffs unter Berücksichtigung der langen Lebensdauer der Komponente (mindestens 30 Jahre) so genau wie möglich zu prüfen. Untersucht werden sowohl physikalische wie chemische Eigenschaften als auch Aspekte des Materialverbrauchs und der Fertigungstechnik. Da die Innenseite der Ummantelung des Polteils in direktem Kontakt mit der Keramikoberfläche der Schaltkammer steht, sind die mechanischen, thermischen und dielektrischen Eigenschaften für das PT1 von besonderer Bedeutung. Unter dielektrischen Gesichtspunkten ist die Dichte hierbei die wichtigste Eigenschaft. Aufgrund der Schnittstelle zwischen Polymer, Keramik und Metall und des großen Temperaturbereichs (-30 bis +115 °C im Betrieb und -60 °C bei Lagerung) müssen die Unterschiede in den Wärmeausdehnungskoeffizienten minimiert werden. Gleichzeitig müssen die mechanische Stabilität und Bruchdehnung maximiert werden. Da das Polteil bei geöffneten Kontakten als äußere dielektrische Isolierung fungiert, müssen auch die Spannungsfestigkeit und die Kriechstromfestigkeit² maximiert werden.

Thermoplast und Epoxidharz im Vergleich

Bei einem Vergleich der Polteile vom Typ PT1 aus Thermoplast mit Epoxidharz-Polteilen vom Typ P1 werden sowohl bedeutende Unterschiede als auch Gemeinsamkeiten deutlich.

Durch die Verwendung des thermoplastischen Werkstoffs konnte das Gewicht des gesamten Polteils im Vergleich zum P1 um etwa 35 % gesenkt werden. Betrachtet man nur die Isolierung, hat sich die Masse um den Faktor drei reduziert. Erreicht wurde dies durch die geringere Dichte des Thermoplasts (12 %), eine deutlich höhere Spannungsfestigkeit (ca. 50 %) sowie eine verbesserte mechanische Steifigkeit (ca. 100 %) und Festigkeit (300–400 %). Dank dieser Verbesserungen war außerdem eine Reduzierung des Volumens möglich. Durch die bei der Fertigung verwendeten

3 Die Familie der ABB „Embedded“-Polteile



hohen Einspritzdrücke wird zudem die Einbindung von kurzen Glasfasern in den thermoplastischen Werkstoff ermöglicht, was im Zusammenhang mit den niedrigen Drücken beim Spritzgießen von Verbundwerkstoffen auf Epoxidharzbasis nicht möglich war. Um eine bessere Vermischung der Komponenten und eine geringe Viskosität zu gewährleisten, werden Epoxidharz-Verbundwerkstoffe normalerweise mit Quarzpulver (SiO₂-Teilchen) versetzt. Im Vergleich zu diesen Teilchen ermöglichen Fasern aufgrund einer besseren Kraftübertragung bei gleichem Matrixmaterial eine höhere mechanische Steifigkeit und Festigkeit in Faserrichtung.

Um Kunden einen problemlosen Wechsel von Epoxidharz-Polteilen zu PT-Polteilen zu ermöglichen, wurden die äußeren Abmessungen der Epoxidharz-Polteile beibehalten. Alle Funktionsabmessungen sind ebenfalls identisch, sodass die Komponenten vollständig austauschbar sind. Auch die Antriebsstangen und flexiblen Stromübergänge sind die gleichen.

Die metrischen Schrauben und Messing-einsätze der Epoxidharz-Polteile wurden durch selbstformende Schrauben ersetzt, die in Verbindung mit thermoplastischen Werkstoffen zum Beispiel in der Automobilindustrie bereits erfolgreich eingesetzt werden. Die Schrauben werden mit einem Drehmoment von 35 Nm angezogen, wodurch eine hervorragende Stabilität gewährleistet ist (100.000 mechanische Schaltvorgänge ohne Stabilitätsverlust). Um diese Festigkeit zu erreichen, müsste ein Epoxidharz-Polteil

mit einer M10-Schraube und einem Drehmoment von 50 Nm befestigt werden.

Um zu prüfen, ob sich die Abmessungen des Polteils unter Betriebsbedingungen verändern, wurden Kriech- und Entspannungsversuche durchgeführt → 4. Dazu wurden die Polteile auf einer Stahlplatte befestigt und über die Antriebsstange mit einer Kraft von 5.000 N beaufschlagt. Dies entspricht dem 1,7-fachen der maximalen Belastung im Feldbetrieb. Bei den Versuchen wurde die Temperatur von Raumtemperatur (20 °C) auf 85 °C erhöht, was die Längenzunahme (von 0,5 %) zu Beginn des Versuchs erklärt. Davon abgesehen blieb die Länge des Polteils über die gesamte Versuchsdauer von vier Wochen konstant. Nach dem Abkühlen am Ende des Versuchs blieb eine Restlängenänderung von maximal 0,2 %, was in der Nähe der Messgenauigkeit liegt. Folglich konnte keine Längen-

Durch die Verwendung des thermoplastischen Werkstoffs konnte das Gewicht des gesamten Polteils um etwa 35 % gesenkt werden.

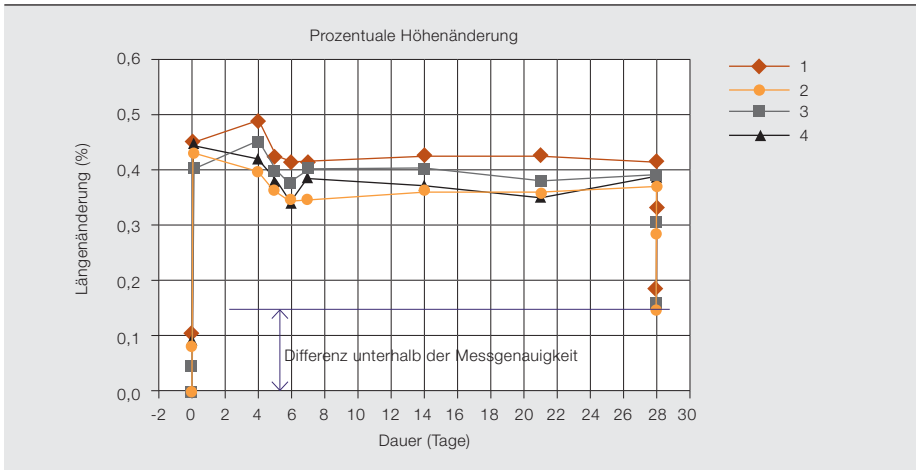
veränderung des Polteils aufgrund von Kriech- oder Entspannungseffekten festgestellt werden.

Im Hinblick auf die langfristige Stabilität von thermoplastischen Werkstoffen (insbesondere Polyamiden) muss auch die Wasser-

Fußnote

- ² Die Kriechstromfestigkeit ist ein Maß für die elektrische Durchschlageigenschaften eines Materials.

4 Ergebnisse der Kriech- und Entspannungsversuche



Die Versuche wurden mit dem Polteil PT1 bei 5.000 N und 85 °C durchgeführt. Dabei zeigte sich keinerlei messbare Verformung. Der Sprung zu Beginn und am Ende des Versuchszeitraums spiegelt die Erwärmung von bzw. die Abkühlung auf Raumtemperatur wider.

affinität des Materials berücksichtigt werden. Ein in der Aus-Stellung befindlicher, angeschlossener Vakuumleistungsschalter muss gemäß IEC-Norm auch dann in der Lage sein, Spannungen zu blockieren, wenn bereits eine erhebliche Menge Wasser absorbiert wurde. Um dies zu verifizieren, wurden Klimaversuche bei erhöhter Temperatur und Luftfeuchtigkeit (erhöhte Wasserabsorption für 500 h bei 60 °C und 75 % Luftfeuchtigkeit) durchgeführt. Parallel dazu wurden die Polteile mit einer Wechselspannung von 50 kV beaufschlagt. Alle unter diesen Bedingungen getesteten Polteile erwiesen sich als stabil.

In einem weiteren Test musste das Polteil einen Einschaltvorgang mit einem Kurzschlussstrom gefolgt von einem Ausschaltvorgang korrekt bewältigen. Da die mechanische Stabilität deutlich höher ist als bei Verbundwerkstoffen auf Epoxidharzbasis, wurden sämtliche Tests mit den neuen PT-Polteilen erfolgreich absolviert.

Fertigungsprozess

Das Fertigungskonzept für Epoxidharz-Polteile und das für Polteile aus Thermoplast sind insgesamt sehr ähnlich. Zunächst werden die Baugruppen mit der Vakuum-Schaltkammer und den Anschlüssen vormontiert und vorbehandelt (z.B. gereinigt und getestet). Dann werden diese in der Form platziert, die anschließend geschlossen und mit dem Material gefüllt wird. Aufgrund der deutlich unterschiedlichen Drücke beim Spritzgießen fällt die zum Füllen der Form erforderliche Zeit unterschiedlich aus. Bei Verbundwerkstoffen auf Epoxidharzbasis folgt auf das Gießen eine Aushärtezeit, bei Thermoplasten das Abkühlen.

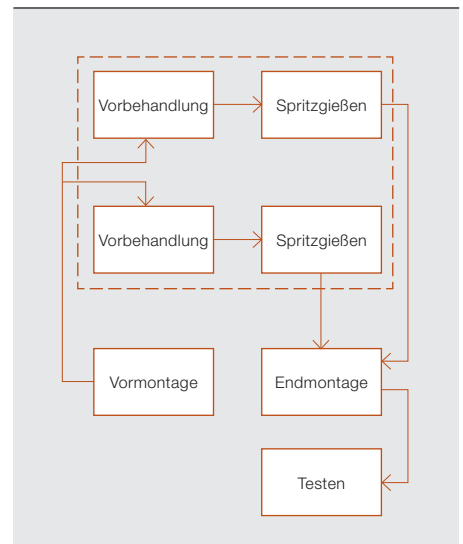
Die allgemeinen Produktionsabläufe für „Embedded“-Polteile aus Thermoplast sind in → 5 dargestellt.

Beim Epoxidharzprozess findet während des Aushärtens eine chemische Reaktion statt, während das thermoplastische Material beim Abkühlen kristallisiert. Die Temperaturen der Gießformen sind bei beiden Prozessen ungefähr gleich, die Einspritztemperaturen des Rohmaterials unterscheiden sich hingegen deutlich. Beim Epoxidharz liegt diese knapp über der Raumtemperatur, wohingegen die Schmelztemperatur des thermoplastischen Materials bis zu 300 °C beträgt. Folglich muss beim Epoxidharzprozess Wärme zugeführt und beim Thermoplastprozess abgeführt werden.

Nach dem Aushärten wird die Form geöffnet und das Polteil entnommen. Da die Haftung zwischen Thermoplast, Stahl und anderen Metallen generell sehr gering ist, lässt sich das Polteil problemlos entnehmen. Anschließend gelangen die Polteile in die Endmontage und zur abschließenden Prüfung. In diesem Schritt werden die Antriebsstange und der Transportschutz für die Schaltkammer montiert. Die Funktionsabmessungen und der Widerstand des Polteils werden im Rahmen einer Routineprüfung überprüft.

Durch den Einsatz einer modernen, vollautomatischen Spritzgießmaschine mit integrierten Sensoren bei der Produktion der Polteile aus Thermoplast wird die ohnehin sehr hohe Prozesszuverlässigkeit des Epoxidharz-Polteils noch verbessert.

5 Allgemeiner Produktionsablauf für Polteile aus Thermoplast



6 Zwei Ausführungen des Polteils PT1 – für 31,5 kA (6a) und 25 kA (6b)



Das Polteil PT1

Die beiden verfügbaren Ausführungen des Polteils PT1 sind in → 6 abgebildet.

Die linke Ausführung → 6a ist für Kurzschlussströme bis 31,5 kA, Bemessungsströme bis 1.250 A und Spannungen bis 17,5 kV ausgelegt. Diese Werte entsprechen denen des Epoxidharz-Polteils P1. Die detaillierten Eigenschaften sind in → 7 aufgeführt.

Da das PT1 in Mittelspannungsanlagen eingesetzt wird, muss es den allgemeinen Anforderungen gemäß IEC 62271-100 entsprechen. Sämtliche Anforderungen werden vom PT1 erfüllt bzw. übertroffen. Das Polteil

7 Eigenschaften des Polteils PT1

Elektrische Eigenschaften		1206-25 1706-25	1212-25 1712-25	1206-31 1706-31	1212-31 1712-31
Bemessungsspannung	kV	12 / 17,5	12 / 17,5	12 / 17,5	12 / 17,5
Bemessungsfrequenz	Hz	50 / 60			
Bemessungs-Stehwechselfspannung (ms)	kV	... 42			
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung	kV	... 95			
Bemessungs-Betriebsstrom (ms)	A	630	1250	630	1250
Bemessungs-Kurzschluss-einschaltstrom (ms)	kA	25	25	31,5	31,5
Bemessungs-Kurzschluss-einschaltstrom (peak)	kA	63	63	80	80
Polgewicht	kg	4,8	4,8	5,6	5,6
Kontaktkraft	N	2.400	2.400	3.200	3.200
Mechanische Schaltspiele		50.000			
Lebensdauer Jahre	ysr.	30			
Schaltspiele bei Bemessungs-Kurzschlussausschaltstrom		50			
Betriebstemperatur	°C	-30 ... +40			

erfüllt die höchsten Kriterien der Norm, d. h. die Schalterklassen M2 (mechanische Lebensdauer), E2 (elektrische Lebensdauer) und C2 (kapazitives Schaltvermögen). Diese Klassifizierung zeigt zwar, dass das PT1 die Norm erfüllt, gibt aber keinen Hinweis auf seine wirkliche Leistungsfähigkeit.

Durch den Einsatz einer modernen, vollautomatischen Spritzgießmaschine mit integrierten Sensoren wird die ohnehin sehr hohe Prozesszuverlässigkeit des Epoxidharz-Polteils noch verbessert.

So erfordert die Norm zum Beispiel 10.000 mechanische Schaltvorgänge für die Klasse M2, wobei das PT1 problemlos in der Lage ist, über 50.000 Schaltungen wartungsfrei zu bewältigen.

Allgemein lässt sich sagen, dass das Polteil PT1 alle Anforderungen der gültigen Normen übertrifft und vorhandenen Polteilen auf der Basis von Epoxidharz-Verbundwerkstoffen leistungsmäßig ebenbürtig oder gar überlegen ist.

Durchgeführte Tests

Wie bereits erwähnt, erfüllt das PT1 die Anforderungen gemäß IEC 62271-100 und hat alle notwendigen Typprüfungen erfolg-

reich bestanden. Diese Prüfungen wurden an PT1-Polteilen durchgeführt, die an standardmäßigen ABB-Vakuumschaltern vom Typ VD4 und VM1 montiert waren. Um die Leistungsfähigkeit der Polteile im vollen Funktionsumfang zu demonstrieren, wurden die Tests nicht an allein stehenden

Leistungsschaltern durchgeführt, sondern an Leistungsschaltern, die in Schaltanlagen vom Typ ABB UniGear und Kassetten vom Typ PowerCube integriert waren.

Diese Anordnung wurde für alle erforderlichen IEC-Typprüfungen verwendet,

d. h. Prüfung der mechanischen Lebensdauer, Erwärmungsprüfung, Ein- und Ausschaltprüfung, Kurzschlussprüfung sowie dielektrische Prüfungen. Auch die Prüfung des kapazitiven Schaltvermögens und der elektrischen Lebensdauer wurden auf diese Weise durchgeführt. Da das Polteil für den weltweiten Einsatz vorgesehen ist, wurden die Testanforderungen so angepasst, dass diese die meisten Standards abdecken. So wurden die Spannungen zur Prüfung der Stehwechselfspannung auf 42 kV, für die Blitzstoß-Haltespannung auf 95 kV und die Dauer der Kurzschlussprüfung auf 4 s festgelegt. Alle Prüfungen wurden gemäß den Richtlinien der international anerkannten STL (Short-Circuit Testing

Liaison), d. h. unter Beobachtung eines unabhängigen Dritten durchgeführt.

Darüber hinaus wurden eine Vielzahl weiterer Prüfungen wie eine Störlichtbogenprüfung gemäß IEC 62271-200 durchgeführt, die der Leistungsschalter ohne Zündung am Polteil absolvierte. Außerdem wurden Teilentladungsmessungen an einer großen Anzahl von Polteilen vorgenommen. Dabei konnte an keinem der geprüften Polteile eine Teilentladung festgestellt werden, was das hervorragende Verhalten von ABB „Embedded“-Polteilen im Feldeinsatz bestätigt.

Anwendungen des neuen PT1

Als Mitglied der Familie der ABB „Embedded“-Polteile wird das PT1 an den aktuellen Versionen der Leistungsschalter VD4 und VM1 zum Abschalten von Kurzschlüssen, belasteten und unbelasteten Kabeln, Transformatoren, Motoren, Generatoren und Kondensatorbänken eingesetzt → 8. Außerdem wird das Polteil als Komponente an OEM-Kunden und als Austauschteil für Nachrüstprojekte angeboten. Einige der möglichen Einsatzbereiche des PT1 sind in → 9 aufgeführt.

Aus Kundensicht ist der Wechsel vom aktuellen „Embedded“-Polteil zum PT äußerst problemlos und wenig aufwändig. Das PT1 ist vollständig kompatibel mit vorhandenen Polteilen vom Typ P1 und besitzt die gleichen Funktionsdimensionen. Um OEM-Kunden einen reibungslosen Wechsel zu ermöglichen, stellt ABB nicht nur die entsprechenden Prüfberichte zur Verfügung, sondern berät ihre Kunden und stellt Erklärungen aus, die dabei helfen, die Zahl der erforderlichen Prüfungen zu minimieren, die in Verbindung mit einer IEC-basierten Prüfmatrix wiederholt werden müssen. So ist die dielektrische Prüfung normalerweise die einzige Prüfung, die wiederholt werden muss, nachdem der Leistungsschalter in der Schaltanlage des Kunden installiert wurde.

Vorteile des PT1

Polteile aus Thermoplast bieten dieselben Vorzüge wie alle anderen „Embedded“-Polteile von ABB und erfüllen die höchsten Qualitätsanforderungen, z. B. durch eine optimierte dielektrische Isolation, einen op-

Fußnote

- 3 Siehe auch „Zum Wohle der Umwelt: Möglichkeiten zum Recycling von Isolationskomponenten“. *ABB Technik* 2/2009: 10–16



9 Einsatzbereiche von Polteilen vom Typ PT1

- Kraftwerke
- Umspannstationen
- Chemische Industrie
- Stahlindustrie
- Automobilindustrie
- Energieversorgung von Flughäfen
- Schiffbau
- Energieversorgung von Gebäuden

timierten Schutz der Schaltkammer und einen wartungsfreien Betrieb. Außerdem bieten sie verschiedene Vorteile gegenüber aktuellen Eingießpolteilen und sind somit Epoxidharz-Polteilen in allen Aspekten ebenbürtig oder sogar überlegen.

Aus ökologischer Sicht stellen die Polteile vom Typ PT sowohl im Hinblick auf ihre umweltfreundliche Herstellung als auch ihre Recyclingfähigkeit³ eine deutliche Verbesserung gegenüber ihren Vorgängern auf Epoxidharzbasis dar. Um dies zu belegen, wurde die CO₂-Bilanz für die Herstellung der Polteile errechnet. Dabei wurde nicht nur die Produktion der Polteile selbst, sondern auch die Herstellung des Ausgangsmaterials berücksichtigt⁴. Diese Berechnung zeigt, dass bei der Herstellung von Polteilen vom Typ PT aus Thermoplast im Vergleich zu den Vorgängermodellen über 50 % weniger CO₂ freigesetzt wird. Bei den von ABB gefertigten Stückzahlen entspricht dies einer Reduktion von etwa 3.000 Tonnen CO₂ im Jahr.

Eine weiterer Vorteil thermoplastischer Werkstoffe ist die präzise Steuerbarkeit des Produktionsprozesses, wodurch Abweichungen in den Eigenschaften des Materials und der Polteile selbst reduziert werden. Dank der ausgereiften Spritzgießtechnik ist eine vollautomatische Produktion der PT-Polteile möglich, was wiederum die detaillierte Aufzeichnung und vollständige Steuerung aller relevanten Prozessparameter ermöglicht. Dies begünstigt nicht nur die Rückverfolgbarkeit sondern ermöglicht auch eine optimierte Qualitätssicherung durch statistische Prozesslenkung (SPC), wodurch die bekannte hohe Qualität der aktuellen „Embedded“-Polteile noch weiter optimiert wird.

In technischer Hinsicht konnte die Leistungsfähigkeit des Polteils PT1 gegenüber dem Epoxidharz-Polteil P1 weiter gesteigert werden. So konnten die Betriebsgrenzen durch Verbesserung der mechanischen Festigkeit und des Tieftemperaturverhaltens erweitert werden. Auch ist die Brandlast der Polteile vom Typ PT deutlich geringer, was einen deutlichen Sicherheitsvorteil für den Kunden bedeutet. Das Gewicht der Polteile wurde um 35 % reduziert, was die Handhabung und den Transport erleichtert. Als neuestes Mitglied der erfolgreichen Familie der ABB „Embedded“-Polteile stellen die Polteile vom Typ PT den jüngsten Schritt in der Entwicklung dieser erfolgreichen Technologie dar. Die neuen Polteile sind ihren Vorgängern nicht nur leistungsmäßig in allen Aspekten ebenbürtig oder sogar über-

legen, sondern sie sind auch vollständig kompatibel und leisten einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz.

Thorsten Fugel

Dietmar Gentsch

Arne Klaska

Christoph Meyer

ABB Calor Emag Mittelspannung
Ratingen, Deutschland

thorsten.fugel@de.abb.com

dietmar.gentsch@de.abb.com

arne.m.klaska@de.abb.com

christoph.meyer@de.abb.com

Fußnoten

⁴ Auf der Grundlage von Originaldaten, die entweder veröffentlicht oder direkt vom Hersteller bereitgestellt wurden



Fit mit 50

THOMAS WESTMAN, PIERRE LORIN, PAUL A. AMMANN – In guter Verfassung sein und „fit bleiben“ – dieser Anspruch gilt nicht nur für viele Menschen, sondern auch für Leistungstransformatoren. Derzeit erreichen viele Transformatoren auf der ganzen Welt ein Alter, in dem ihr „Gesundheitszustand“ zum kritischen Faktor für ihre weitere Nutzung und das wirtschaftliche Überleben ihrer Besitzer wird. Der Ausfall eines Transformators kann katastrophale Folgen haben, weshalb die Betreiber auf eine hohe Zuverlässigkeit und schnelle Wiederaufnahme des Betriebs nach einem Ausfall angewiesen sind. Angesichts alternder Transformatorenbestände und knapper Instandhaltungsbudgets werden viele Transformatoren weit über ihre optimale Lebensdauer hinaus betrieben. Davon auszugehen, dass alle Transformatoren fit genug seien für einen verlängerten Einsatz, ist jedoch riskant. Beim Asset-Management von Transformatoren geht es vor allem darum, das Ausfallrisiko zu reduzieren und die Auswirkungen eines Ausfalls zu minimieren. ABB TrafoAsset Management™ bietet Betreibern von Transformatoren die notwendige Unterstützung bei intelligenten Instandhaltungsentscheidungen zur Bewältigung dieser Herausforderungen.

Verlängerung der Lebensdauer alternder Transformatoren mit ABB TrafoAsset Management™ – Proactive Services

Leistungstransformatoren sind ein unentbehrlicher Bestandteil der Hochspannungsanlagen von Kraftwerken, Übertragungsnetzen und großen Industrieanlagen. Nicht selten sind sie auch die teuersten Betriebsmittel einer Anlage. Unerwartete Ausfälle bedeuten eine erhebliche Störung laufender Systeme und können zu unplanmäßigen Stillständen und Versorgungsengpässen führen. Diese Ausfälle sind häufig auf mangelhafte Instandhaltung, falsche Bedienung, unzureichenden Schutz, unerkannte Fehler oder sogar schweren Blitzschlag oder Kurzschlüsse zurückzuführen → 1, 2. Solche Ausfälle können den Umsatz beeinträchtigen, Strafen nach sich ziehen und einem Unternehmen den guten Ruf und seine Kunden kosten.

Im Jahr 2002 gab das Institute of Nuclear Power Operations bekannt, dass seit 1996 mehr als 70 außerplanmäßige Ereignisse im Zusammenhang mit großen Haupt-, Hilfs- oder Aufspanntransformatoren registriert wurden [1]. Einige davon verursachten erhebliche Schäden an Umspannwerken, und mehr als 30 Reaktor-Notabschaltungen, Kraftwerksabschaltungen und Einschränkungen der Stromversorgung waren auf Transformatorprobleme zurückzuführen. In vielen Fällen waren Produktionsausfälle und kostspielige Reparaturen die Folge. Die hohen mit Transformatorausfällen verbundenen Kosten sind ein guter Grund für viele Energieversorgungsunternehmen, die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit dieser

wichtigen Betriebsmittel über ihre gesamte Lebensdauer hinweg sicherzustellen. Neue Transformatoren kosten zwischen 2 und 4 Mio. USD, doch bei einem (wenn auch seltenen) Ausfall können auf den Betreiber noch wesentlich höhere Kosten zukommen. Im Extremfall kann dies ein Unternehmen sogar in den Ruin treiben → 3. Darüber hinaus gelten in vielen Ländern strenge Gesetze zur Regulierung der elektrischen Energieversorgung, die Vertragsstrafen bis zum 100-fachen des eigentlichen Energiepreises vorsehen.

Alternde Bestände

Zwar gelten Transformatoren als überaus zuverlässig, doch die weltweit installierte Population ist inzwischen relativ alt. So liegt das Durchschnittsalter der Transformatoren in Industrieanlagen bei 30 und in der Energiewirtschaft sogar bei 40 Jahren. Alternde Transformatoren sind zwar keine „tickenden

Zeitbomben“, aber dennoch steigen ihre Ausfallraten und ihre Austausch- und Reparaturkosten langsam aber sicher an. → 4 zeigt die Entwicklung der Ausfallraten von Transformatoren in Industrieanlagen, Kraftwerken und Übertragungsnetzen. Die Risikoentwicklung verläuft bei Industrie- und Kraftwerkstransformatoren steiler, da die dort eingesetzten Einheiten meist intensiver genutzt werden. Auch wenn der Anstieg des Risikos eines unerwarteten Ausfalls nicht

1 Ein Transformator, der durch einen beinahe katastrophalen Ausfall beschädigt wurde



2 Der Transformator aus Bild 1 nach der Wiederaufarbeitung

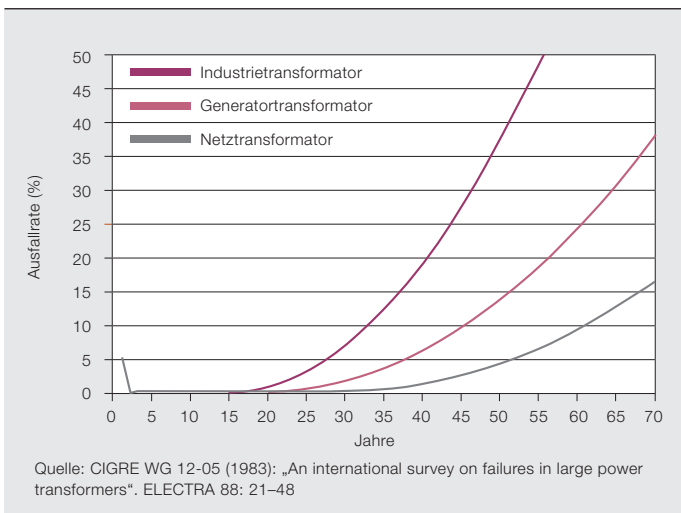


3 Geschätzte Kosten für einen ungeplanten Austausch eines typischen Generatortransformators

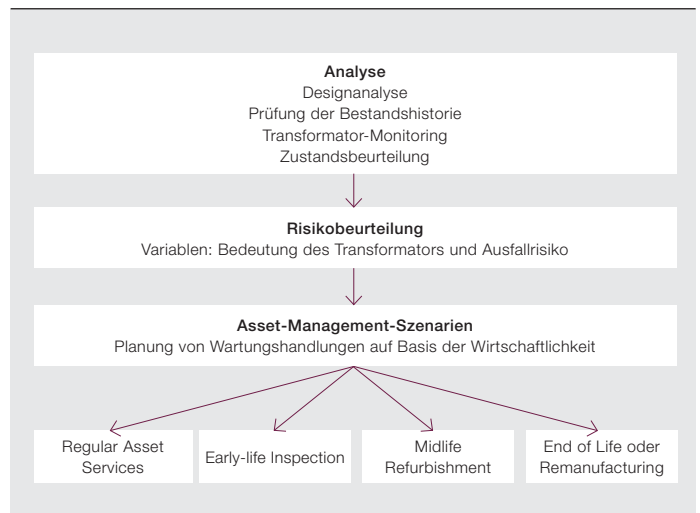
Entsorgung von Schadstoffen	500.000 USD
Umsatzeinbußen (500.000 USD/Tag)	10 Mio. USD
Arbeitskosten für Installation und Inbetriebnahme	100.000 – 300.000 USD
Zusätzliche Modifikationen und Arbeiten vor Ort	300.000 USD
Neue Transformatoreinheit	2–4 Mio. USD

Transformatorausfälle können bis zu 15 Mio. USD kosten und darüber hinaus den Ruf des Betreibers schädigen. (Quelle: Double Life of a Transformer Seminar, Clearwater, FL, USA)

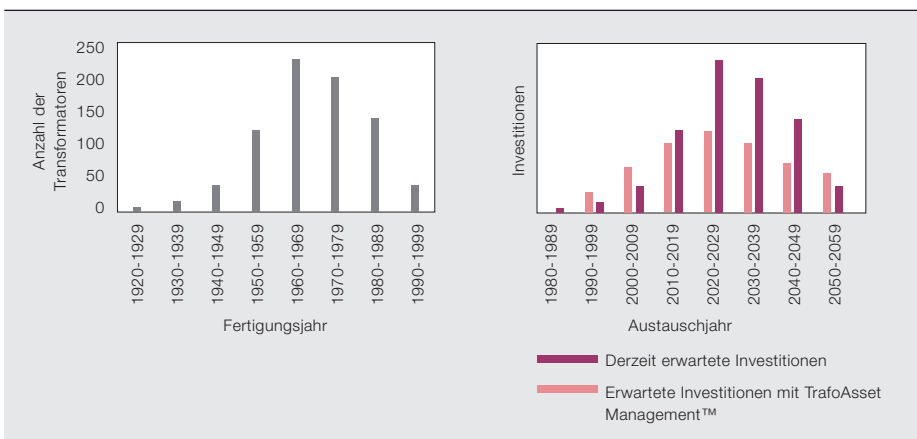
4 Entwicklung der Ausfallrate von Transformatoren in drei verschiedenen Anwendungsbereichen



6 ABB TrafoAsset Management – Proactive Services im Überblick



5 Investitionen in Transformatoren früher und heute



5a Die Investitionen in neue Transformatoren erreichten in den 1960er und 1970er Jahren einen Höchststand. Ohne optimierte Instandhaltungsstrategien und verlängerte Lebensspannen ist nach 50 Jahren eine weitere Investitionsspitze zu erwarten.

5b Durch die Umsetzung des ABB TrafoAsset-Management-Programms kann die potenzielle Investitionsspitze abgeschwächt werden.

allein durch das Alter verursacht wird, ist es in der Regel doch mit einer höheren Wahrscheinlichkeit verbunden. Zu den weiteren Faktoren für ein erhöhtes Ausfallrisiko gehören die Art der Anwendung und die Tendenz, die Transformatoren bis an ihre Grenzen zu belasten, um die wirtschaftlichen Anforderungen eines deregulierten und wettbewerbsintensiven Markts zu erfüllen.

→ 5 zeigt, dass die von vielen Unternehmen in Europa und den USA getätigten Investitionen in Transformatoren in den 1960er und 1970er Jahren einen Höchststand erreichten. Die hohen Kosten, die mit einem Austausch der mittlerweile alternden Ausrüstung verbunden sind, zwingt viele Unternehmen dazu, ihre Transformatoren über deren empfohlene Lebensdauer hinaus zu betreiben, um die zu erwartende nächste Investitionsspitze abzuschwächen. Dies ist

jedoch nur möglich durch eine optimierte Instandhaltung der Transformatoren und die Implementierung entsprechender Maßnahmen zur Verlängerung ihrer Lebensdauer. Gleichzeitig erfordert die wirtschaftliche Situation eine höhere Investitionsrendite bei geringeren Instandhaltungsbudgets und –ausgaben. Dieser Druck auf die Instandhaltungsbudgets hat seine Ursache in der Liberalisierung und Deregulierung der Märkte und dem damit verbundenen betriebswirtschaftlichen Fokus. Für die Betreiber bedeutet dies, dass sie nicht länger eine einfache zeitabhängige Instandhaltungsstrategie verfolgen können, bei der die Risiken durch eine jährliche Komplettwartung aller Transformatoren gemindert werden. Stattdessen ist eine ausgeklügeltere, zustandsabhängige Strategie erforderlich, die einen höheren Instandhaltungsaufwand für Transformatoren mit hohem Risiko als für

Die hohen Kosten, die mit einem Austausch der mittlerweile alternden Ausrüstung verbunden sind, zwingt viele Unternehmen dazu, ihre Transformatoren über deren empfohlene Lebensdauer hinaus zu betreiben.

Fußnote

- 1 Ein hohes Risiko bedeutet eine hohe Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls und/oder große Auswirkungen eines Ausfalls auf das Geschäftsergebnis.

Transformatoren mit geringerem Risiko vorzuziehen¹. Dazu sind jedoch verlässliche Informationen über den Zustand der Transformatoren erforderlich.

ABB TrafoAsset Management – Proactive Services

Zur Unterstützung ihrer strategischen und operativen Entscheidungen benötigen die Betreiber von Transformatoren spezielle Werkzeuge, die ihnen dabei helfen, die oben genannten Herausforderungen zu bewältigen und zur richtigen Zeit die richtigen Instandhaltungsmaßnahmen zu treffen. Hierbei zeichnet sich eine klare Trendwende weg von einer zeitabhängigen Instandhaltung und hin zu einer zustandsabhängigen Instandhaltung ab, bei der Entscheidungen nicht mehr auf einem durch Erfahrungen und Beobachtungen bestimmten durchschnittlichen Zeitrahmen basieren, sondern unter Berücksichtigung des tatsächlichen Zustands der Betriebsmittel und der für ihre Funktion erforderlichen Zuverlässigkeit getroffen werden. TrafoAsset Management unterstützt dies mithilfe der drei Elemente Analyse, Risikobeurteilung und Planung von Wartungshandlungen auf der Grundlage von Asset-Management-Szenarien → 6.

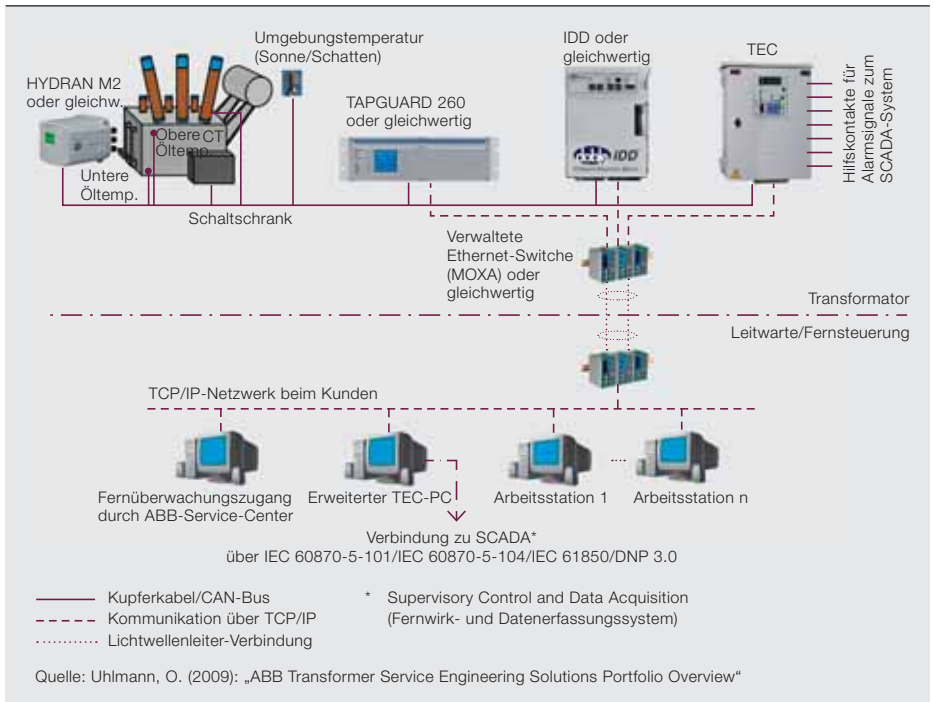
Analyse

Mithilfe der Konstruktionsdaten, den Informationen aus dem Anlagenmanagementsystem, den Ergebnissen der Zustandsbeurteilung und der Instandhaltungshistorie verschafft sich ABB einen umfassenden Überblick über die Transformatorenflotte. Diese Daten spielen eine entscheidende Rolle im Beurteilungs- und Managementprozess. Sie sind nicht nur wichtig zur Minimierung des Ausfallrisikos, sondern liefern auch wertvolle Informationen zur Initiierung von Wartungsarbeiten im Falle einer Störung. Dies wiederum bedeutet eine rasche Wartung und kürzere Ausfallzeiten.

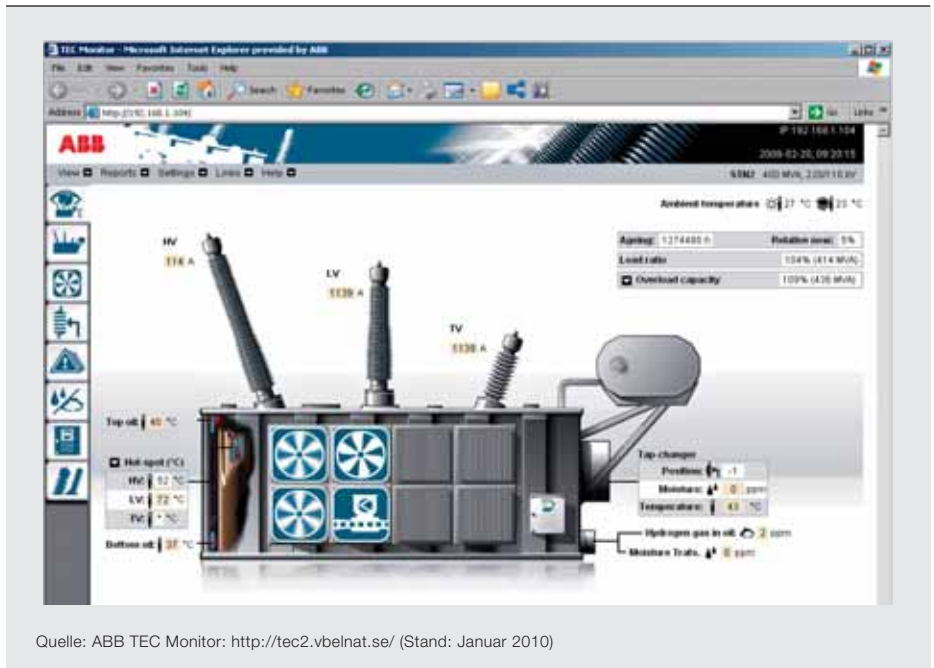
Designanalyse

ABB kann auf die Original-Konstruktionsunterlagen von über 30 OEM-Fabrikaten zugreifen und besitzt die technischen Unterlagen von fast 75 % aller in Nordamerika installierten großen Leistungstransformatoren – z. B. von Westinghouse, GE, ASEA und BBC – sowie von anderen Vorgängertechnologien. Allen neuen ABB-Transformatoren liegt ein gemeinsames Designkonzept mit standardisierten, im Service bewährten Komponenten und Modulen zugrunde, die ein flexibles, zuverlässiges und anpassungsfähiges Transformatorendesign ermöglichen.

7 Aufbau eines Transformator-Monitoring-Systems



8 Der Transformator-Monitoring-Bildschirm zeigt den Zustand wichtiger Teile des Transformators.



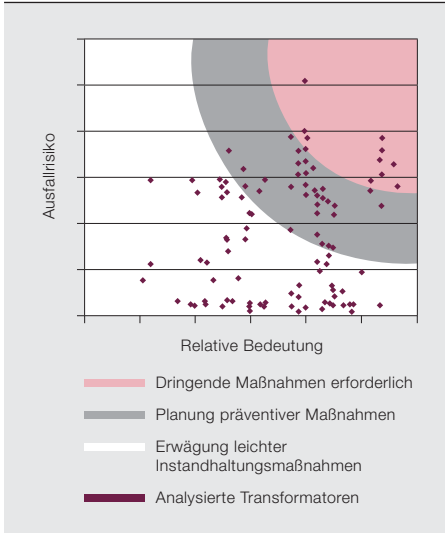
Prüfung der Bestandshistorie

Ein wachsender Teil der ABB-Produkte wird über das unternehmenseigene Anlagenmanagementsystem überwacht. Damit steht eine Fülle von Daten zu den Transformatoren einschließlich Angaben zum derzeitigen Besitzer und der Betriebshistorie zur Verfügung, die ständig aktualisiert werden. Das System liefert eine wichtige Grundlage für die proaktive Erkennung von Problemen. So lieferte eine Analyse aller derzeit installierten öl- oder wassergekühlten Transformatoren im Leistungsbereich von 10 bis 600 MVA mit einem Alter von

über 20 Jahren 700 Hinweise auf mögliche Kühlprobleme. Viele dieser Transformatoren waren aufgrund von Undichtigkeiten in den

Fußnoten

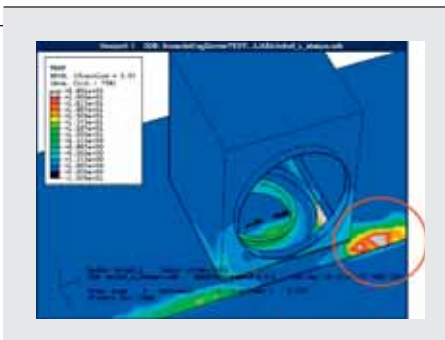
- Das Risiko katastrophaler Ausfälle kann durch Transformator-Monitoring statistisch von 0,07 % auf 0,03 % reduziert werden [2].
- First-Level-Maintenance ist die erste Stufe des Problemmanagements, bei der Informationen gesammelt und Symptome analysiert werden, um die Ursachen zu bestimmen. Klar umrissene Probleme werden üblicherweise durch das First-Level-Maintenance-Team gelöst, das über ein allgemeines Verständnis der Produkte verfügt.



9a Schritt 1: Das Screening der gesamten Transformatorenflotte ermöglicht eine Risikobeurteilung.

Anlage 1 – Ergebnisse der Zustandsbeurteilung und Handlungsplan						
	Mechanisch	Elektrisch	Thermisch	Zubehör	Gesamtrisiko	Risikominderung – Maßnahmen
TFO 2	Wicklung	Lichtbogenbild	Erwärmung		95	Sichtprüfung und Reparatur im Werk/Erneuerung d. Wicklungen
TFO 5	Tank			Erwärmung OLTC	80	Reparatur vor Ort und Überholung d. Laststufenschalters (OLTC)
TFO 1			Alterung d. Öls	Durchführung	70	Ölregeneration/Filtration u. erweiterte Diagnose/Austausch d. HS-Durchführung
TFO 6		Lichtbogenbild		Thermometer	50	Austausch des oberen Ölthermometers/ Online-Überwachung d. Gasgehalts
TFO 3				Silicagel	40	Austausch d. Silicagels
TFO 7					25	Standard-Wartungsmaßnahmen und Kontrollen
TFO 8					15	Standard-Wartungsmaßnahmen und Kontrollen/10 % Überlastbarkeit
TFO 4					10	Standard-Wartungsmaßnahmen und Kontrollen/15 % Überlastbarkeit

9b Schritt 2: Die Beurteilung des Trafodesigns und -zustands (für eine Auswahl von Transformatoren mit hohem Risiko) liefert konkrete Maßnahmen für jeden Transformator.



9c Schritt 3: Lebensdauerbeurteilung/-profilierung (für einige wenige Transformatoren, die in den Schritten 1 und 2 ungewöhnliche Ergebnisse aufwiesen) anhand einer eingehenden Analyse zur Verdeutlichung des Zustands der Transformatoren. Der eingekreiste Bereich zeigt die Notwendigkeit einer sofortigen Maßnahme.

Kühlsystemen vollständig ausgefallen, was in einem Fall zu einem dreimonatigen Produktionsstopp mit entsprechenden Umsatzeinbußen geführt hatte. Dank der Informationen aus dem Anlagenmanagementsystem konnten die betreffenden Betreiber im Voraus kontaktiert und eine regelmäßige Überprüfung der Systeme veranlasst werden.

Online-Monitoring von Transformatoren

Das Online-Monitoring entwickelt sich zunehmend zu einem wesentlichen Bestandteil des Transformatorenmanagements. Es dient als Frühwarnsystem für sich anbahnende Störungen im Hauptkessel und den Hilfseinrichtungen und ermöglicht es dem Betreiber, die Schwere einer Situation einzuschätzen. Dabei sind mehrere Transformatoren mit dem Netzwerk des Betreibers verbunden und können von einer zentralen Leitwarte oder von dezentralen Arbeitssta-

tionen aus überwacht werden → 7. Sensoren messen den Gas- und Wassergehalt im Öl, die Öltemperatur, den Laststrom jeder Einheit sowie die Umgebungstemperatur und senden die Daten über analoge Signale an das System. Genaue Informationen zum Zustand des Transformators werden auf der Benutzerschnittstelle angezeigt → 8. Dazu generiert das System ein Modell des Transformators und seines Betriebszustands und vergleicht die gemessenen Parameter mit den simulierten Werten. Abweichungen werden erkannt, und potenzielle Fehlfunktionen sowie der normale Verschleiß des Transformators und seiner Hilfseinrichtungen werden angezeigt. Außerdem protokolliert das Überwachungssystem Alarme, wobei neben dem eigentlichen Ereignis auch die Schritte aufgezeichnet werden, die zum Alarm geführt haben, was eine Ursachenbestimmung erleichtert. Das Online-Monitoring bietet erhebliche Vorteile. Laut einer Studie der CIGRE kann das Risiko katastrophaler Ausfälle durch eine entsprechende Überwachung halbiert werden² [2]. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass bei frühzeitiger Erkennung von Problemen die Reparaturkosten um 75 % und die Umsatzeinbußen um 60 % gesenkt werden können. So lassen sich jährlich Kosteneinsparungen in Höhe von 40.000 bis 80.000 USD erzielen, was etwa 2 % der Kosten für einen neuen Transformator entspricht [3].

Die Stärke des TEC-Überwachungssystems (Transformer Electronic Control) von ABB besteht darin, dass es alle relevanten Informationen von nur einigen wenigen Multifunktionssensoren bezieht. Andere erforderliche Parameter werden berechnet, um

eine unnötige Erhöhung der Komplexität zu vermeiden. Das zeitaufwändige Sortieren und Interpretieren der Daten bleibt dem Benutzer dabei erspart. Zusätzlich erhält das Instandhaltungsteam wichtige Informationen darüber, welche Maßnahmen für den First-Level-Support³ erforderlich sind.

Zustandsbeurteilung

ABB ist ein Vorreiter im Bereich der kundenspezifischen Zustandsbeurteilung. Das Mature Transformer Management Program (MTMP) von ABB ist ein hochmodernes Zustandsbeurteilungsprogramm, bei dem die Transformatorenflotte eines Kunden mit minimalem Eingriff evaluiert wird, um festzustellen, welche Einheiten wann ausgetauscht oder modernisiert werden müssen.

Die Umsetzung des Programms erfolgt in drei Schritten → 9. Es beginnt mit einer High-Level-Beurteilung der Flotte auf der Basis leicht zugänglicher Daten wie den Angaben auf dem Typenschild, den Daten zum Öl und dessen Gasgehalt, dem Lastprofil und der Historie der Einheit (Flottenscreening) → 9a. Im nächsten Schritt wird eine Teilmenge der im ersten Schritt identifizierten Transformatoren genauer untersucht (Beurteilung des Transformatorendesigns und -zustands) → 9b. Dabei wird das ursprüngliche Design mithilfe moderner Designregeln und Werkzeuge evaluiert und die wichtigsten Eigenschaften des Transformators auf strukturierte Weise mithilfe von diagnostischen Tests untersucht. Dazu gehört der mechanische, thermische (Alterung der Isolierung) und elektrische Zustand des Aktivteils sowie der Zustand von Hilfseinrichtungen wie Stufenschaltern, Durchfüh-

rungen, Überdruckventilen, Luftentfeuchtersystem, Pumpen und Relais. Die Anzahl der zur weiteren Analyse identifizierten Einheiten umfasst meist etwa 2–3 % der Gesamtflotte. In diesem Schritt (Lebensdauerbeurteilung/-profiling) → 9c werden die Transformatoren von hochspezialisierten Experten mithilfe von Simulationstools analysiert. Der Kunde erhält daraufhin de-

Bei frühzeitiger Erkennung von Problemen können die Reparaturkosten um 75 % und die Umsatzeinbußen um 60 % gesenkt werden.

taillierte Daten und konkrete Informationen darüber, ob ein Transformator überlastet, seine Nennleistung oder -spannung erhöht oder seine Lebensdauer verlängert werden kann [4].

Risikobeurteilung

Die Risikobeurteilung → 6 basiert auf zwei Variablen. Die erste, das Ausfallrisiko, wird mithilfe von Daten aus der Analysephase wie Alter oder Betriebsdauer, Daten auf dem Typenschild (kV, MVA usw.), Anwendungs- und Belastungshistorie, Betriebsprobleme, neueste Prüfdaten (z. B. Gasgehalt- und Ölanalysen) sowie Verfügbarkeit eines Ersatztransformators und von Ersatzteilen geschätzt. Die zweite Variable ist die Bedeutung eines Transformators innerhalb eines Netzes. Sie gibt an, in welchem Umfang das Netz des Betreibers bei einem Ausfall eines bestimmten Transformators beeinträchtigt würde. Durch den Vergleich dieser zwei Variablen lassen sich verschiedene Dringlichkeitsstufen für Wartungsarbeiten definieren → 9a. Anhand dieser Angaben kann dann sichergestellt werden, dass die Instandhaltung von Transformatoren mit hohem Risiko priorisiert wird.

Asset-Management-Szenarien

Zu den Risiken eines Transformatorenbetreibers gehören nicht nur die inhärenten technischen Risiken, sondern auch die wirtschaftlichen Folgen eines möglichen Ausfalls, z. B. Vertragsstrafen für nicht gelieferte Energie. Vor diesem Hintergrund entwickel-

te ABB gemeinsam mit einem großen Transformatorenbetreiber ein Wirtschaftlichkeitsmodell zur Evaluierung der Lebenszykluskosten einer Transformatorenflotte über einen bestimmten Zeitraum → 6. Das Modell berücksichtigt vier Kostenkategorien über die gesamte Lebensdauer des Transformators: Investitions-, Instandhaltungs-, Betriebs- und Folgekosten. Durch Variation des Austauschjahres oder des Instandhaltungsaufwands einer Einheit lassen sich vergleichende Investitionsszenarien und Sensitivitätsanalysen durchführen. Für jedes Szenario liefert der Prozess den entsprechenden Kapitalwert. Darüber hinaus kann eine Optimierungsroutine zur automatischen Minimierung der Lebenszykluskosten der Population eingesetzt werden. Das Ergebnis ist eine Liste, die den optimalen Zeitpunkt für die Wartung oder den Austausch der einzelnen Transformatoren oder Transformatorgruppen angibt. Der Kapitalwert der gesamten Transformatorenpopulation wird anhand des Zustands der einzelnen Einheiten und der zur Verbesserung ihres Zustands gewählten Wartungshandlungen bestimmt. Der Betreiber hat dann die Möglichkeit, verschiedene Instandhaltungsszenarien zu evaluieren, und erhält eine Zusammenfassung mit Informationen zur Amortisation geplanter Wartungshandlungen. Das Neue an dieser Methode ist, dass nicht nur die Instandhaltungskosten, sondern auch die wirtschaftlichen Vorteile einer Instandhaltung im Hinblick auf eine höhere Zuverlässigkeit berücksichtigt werden [5].

Wartungspakete

ABB bietet individuelle Empfehlungen und Unterstützung für Transformatorenbetreiber auf der Basis verfügbarer Daten, neuester Tools und spezieller Wartungspakete → 6. Dazugehören regelmäßige Wartungsarbeiten (Regular Asset Services), Inspektionen zu Beginn der Lebensdauer (Early-life Inspections), Modernisierungen zur Lebensdauermitte (Midlife Refurbishment) und Aufarbeitungen (Remanufacturing). Mit zunehmendem Alter der Transformatoren ist für viele Betreiber die Modernisierung zur Lebensdauermitte besonders wichtig geworden. Dabei handelt es sich um eine umfassende Überholung mit dem Ziel, die Lebensdauer des Transformators zu verlängern und seine Zuverlässigkeit zu erhöhen. Die

Modernisierung wird typischerweise nach der Hälfte der erwarteten Lebensdauer durchgeführt und umfasst mehrere Schritte einschließlich einer erweiterten Diagnose zur Prüfung des mechanischen, thermischen und elektrischen Zustands. Dabei können neue oder aufgearbeitete Hilfseinrichtungen wie Laststufenschalter, Durchführungen, Pumpen, Temperatursensoren, Ventile, Dichtungen und Wasserkühler verwendet werden. Eine Behandlung des Aktivteils, zum Beispiel durch Reinigung, Nachpressen der Wicklungen, Nachziehen der Anschlüsse und Installation neuer Teile, ist häufig Bestandteil der Modernisierung.

Die Vorteile

Unternehmen, denen die Risikostruktur ihrer Flotte nicht bekannt ist, neigen dazu, zu viel in die Instandhaltung von Transformatoren mit geringem Risiko und zu wenig in Transformatoren mit hohem Risiko zu investieren → 10. Eine übermäßige Instandhaltung von Transformatoren mit geringem Risiko ist finanziell gesehen eine „riskante Angelegenheit“, da etwa 30–50 % der Arbeiten meist nicht notwendig sind [6]. Durch regelmäßige Flottenbeurteilungen lassen sich solche unnötigen Wartungsarbeiten vermeiden. Die präventive oder prädiktive Instandhaltung ermöglicht – trotz schmalere Instandhaltungsbudgets – eine höhere Wirtschaftlichkeit der Transformatoren. Durch Bündelung der Personal- und Kapitalressourcen auf priorisierte Bereiche – basierend auf dem bei der Zustandsbeurteilung ermittelten Ranking – ist eine Steigerung der Zuverlässigkeit zu einem Bruchteil der Kosten für eine herkömmliche intervallbasierte Instandhaltung möglich.

ABB TrafoAsset Management basiert auf den drei Elementen Analyse, Risikobeurteilung und Planung von Wartungshandlungen.

Mithilfe einer zielgerichteten präventiven Instandhaltung kann die Lebensdauer von Transformatoren schätzungsweise um 5 bis 15 Jahre verlängert werden. Der wirtschaftliche Nutzen präventiver Wartungsarbeiten und Korrekturmaßnahmen äußert sich auch in einer verlängerten Lebensdauer der Transformatoren. Erreicht wird dies durch die Vermeidung von Ausfällen, die aufgrund

Ein ABB-Kunde mit großem Transformatorenbestand verfolgte eine zeitabhängige Instandhaltungsstrategie, d. h. es war nicht bekannt, ob die an den einzelnen Transformatoren ausgeführten Wartungsarbeiten im Hinblick auf deren Risikoprofil angemessen waren. Zusätzlich war das Budget für Wartungsarbeiten aufgrund der Liberalisierung des Markts stark unter Druck, und es war unklar, ob es für die Risikostruktur der Transformatorenflotte ausreichend sein würde.

ABB nahm eine Flottenbeurteilung von 128 einzelnen Transformatoren in 54 verschiedenen Unterstationen vor, um das Ausfallrisiko jedes einzelnen Transformators zu bestimmen. Das Ergebnis war eine Priorisierung der Flotte im Hinblick auf Korrekturmaßnahmen wie detaillierte Design- bzw.

Zustandsbeurteilung, diagnostische Evaluierung, Inspektion, Reparatur oder Austausch. Anhand dieser Informationen konnte der Kunde seine Ressourcen auf Transformatoren mit hohem Risiko konzentrieren und dabei sogar die Wartungskosten senken.

Dieses Beispiel macht den Vorteil einer zustandsabhängigen Instandhaltung deutlich. Der Kunde profitiert von einer optimierten Zeit- und Ressourcennutzung, die zu einer höheren Zuverlässigkeit der Flotte führt. Ein wesentlich größerer Teil des Instandhaltungsbudgets wird nun für Transformatoren mit hohem Ausfallrisiko bzw. einer großen Bedeutung innerhalb des Netzes verwendet. Diese Transformatoren werden einer proaktiven Instandhaltung unterzogen, um das Risiko eines unerwarteten Ausfalls zu mindern.

Einheit	Budget vor der Flottenbeurteilung	Budget nach der Flottenbeurteilung
11 Transformatoren mit hohem Risiko	110.000 USD (9 % des Budgets)	245.500 USD (25 % des Budgets)
47 Transformatoren mit mittlerem Risiko	470.000 USD (37 % des Budgets)	434.000 USD (45 % des Budgets)
70 Transformatoren mit geringem Risiko	700.000 USD (54 % des Budgets)	294.500 USD (30 % des Budgets)
Gesamt: 128 Transformatoren	1,28 Mio. USD Instandhaltungsbudget	974.000 USD Instandhaltungsbudget

Verteilung des Instandhaltungsbudgets vor und nach der Beurteilung der Flotte durch ABB. Das Ergebnis der optimierten Instandhaltungslösung ist eine Einsparung von 24 % des Instandhaltungsbudgets des Kunden (306.000 USD jährlich) sowie eine verbesserte Wartung der Transformatoren mit hohem Risiko.

nicht rechtzeitig ausgeführter kritischer Wartungsarbeiten aufgetreten wären.

Ein proaktiver Ansatz

ABB TrafoAsset Management stellt Betreibern von Transformatoren die Informationen, das Know-how und die Werkzeuge zur Verfügung, die sie zur Verwaltung ihrer Transformatorenflotten benötigen. Das Ergebnis ist ein verbessertes Asset-Management und ein geringeres Risiko unerwarteter Ausfälle. Darüber hinaus hilft die Vielzahl der erfassten Daten – von der Designanalyse bis hin zur Zustandsbeurteilung – bei der schnellen Wiederherstellung des normalen Betriebszustands eines Transformators und trägt so zur Minderung der Auswirkungen eines Ausfalls bei. Zu den Vorteilen einer proaktiven Instandhaltung auf der Basis von TrafoAsset Management gehören ein geringeres Risiko unerwarteter Ausfälle und somit eine geringere Gefahr von Vertragsstrafen (Energieversorger) und Umsatzeinbußen (Industrie) → 10.

Angesichts des zunehmenden Durchschnittsalters der weltweiten Transformatorpopulation und der steigenden Anforderungen im Hinblick auf eine unterbrechungsfreie Energieversorgung ist ein effizientes Asset-Management und eine pro-

aktive Instandhaltung von entscheidender Bedeutung. Das integrierte, modulare Asset-Management-Konzept von ABB liefert ein klares Bild der Risikostruktur und der zur Gewährleistung der erforderlichen Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit notwendigen Wartungshandlungen. Dies ermöglicht Betreibern von Transformatoren eine optimale Nutzung ihrer Instandhaltungs- und Austauschbudgets durch Bündelung der Ressourcen auf Einheiten mit hohem Risiko.

Durch die Verringerung des Ausfallrisikos unter bestimmten finanziellen Einschränkungen und die Minimierung der Auswirkungen bei einem tatsächlichen Ausfall steht den Kunden mit ABB TrafoAsset Management ein leistungsfähiger Service zur Verfügung.

Weitere Informationen über ABB-Transformatoren finden Sie unter www.abb.com/transformers.

Thomas Westman

ABB Power Products
Zürich, Schweiz
thomas.westman@ch.abb.com

Pierre Lorin

ABB Power Products
Genf, Schweiz
pierre.lorin@ch.abb.com

Paul A. Ammann

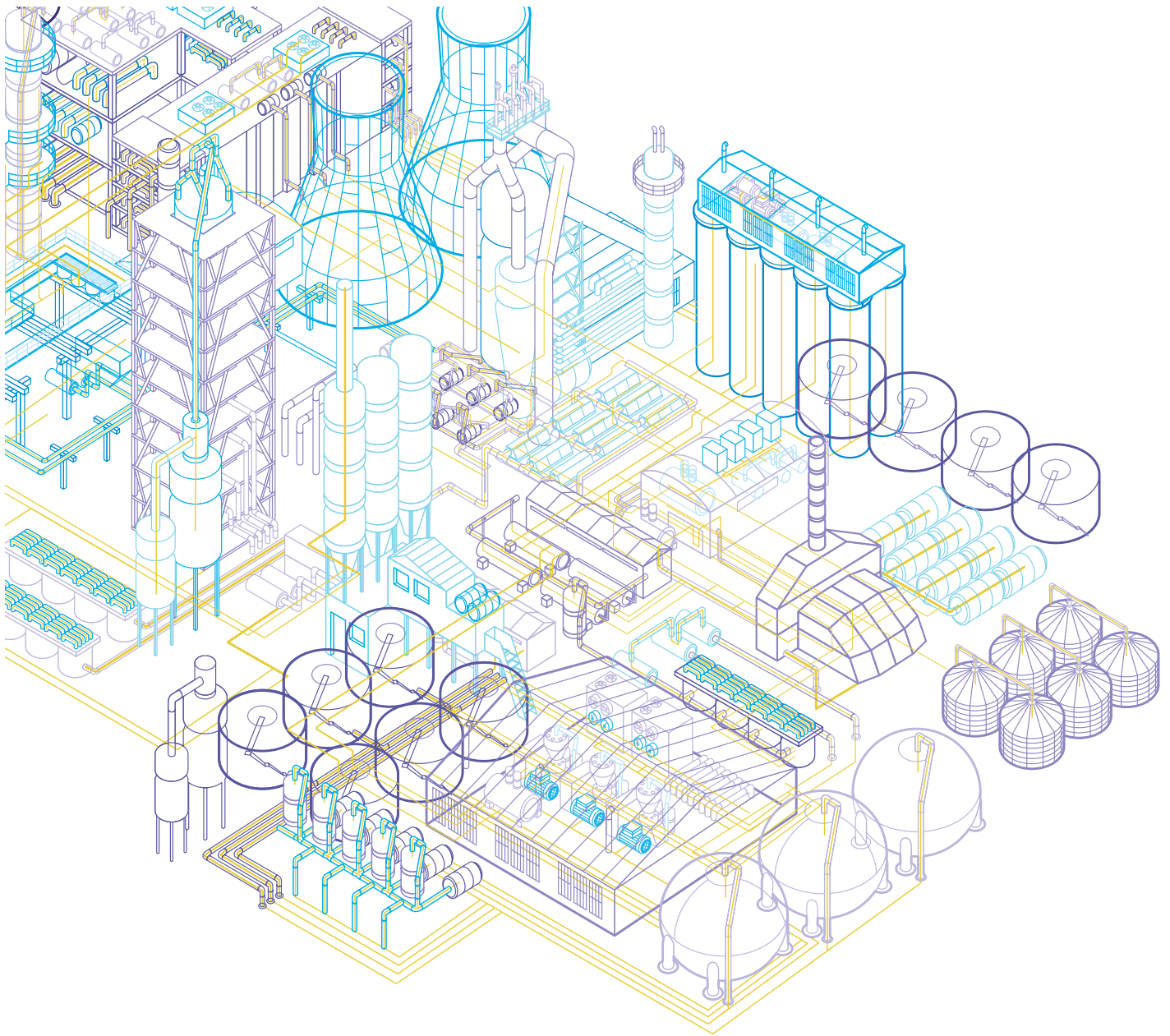
ABB Power Products
Baden, Schweiz
paul.a.ammann@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Institute of Nuclear Power Operations (INPO) (18. September 2002): „Significant Operating Experience Report“. Ref. SOER02-3
- [2] CIGRE Technical Brochure 248 (Juni 2004): „Economics of transformer management“
- [3] Boss P., Lorin P., Viscardi A. et al. (2000): „Economical aspects and experiences of power transformer on-line monitoring“. CIGRE Session
- [4] Boss P., Horst T., Lorin P. et al. (2002): „Life assessment of power transformers to prepare rehabilitation based on technical-economical analysis“. CIGRE Session
- [5] Lorin P. (2004): „Lifetime decisions: Optimizing lifetime costs for transformers through informed decisions“. *ABB Review Special Report Power Services*: 10–15
- [6] IEEE PES Transformers Committee (März 2007): „Tutorial: Transformer fleet health and risk assessment“. Dallas, TX, USA

Weiterführende Literatur

- Eklund L., Lorin P., Koestinger P. et al.: „Transformation vor Ort: TrafoSiteRepair™ verbindet alte und neue Verfahren zur Steigerung der Verfügbarkeit von Leistungstransformatoren“. *ABB Technik* 4/2007: 45–48
- Jonsson L.: „Der Transformator im Wandel. Moderne Transformatorsteuerung und –überwachung mit TEC“. *ABB Technik* 4/2002: 50–54
- Lorin P. (April/Mai 2005): „Forever young (longlasting transformers)“. *IEE Power Engineer* 19(2): 18–21
- Lorin P., Fazlagic A., Pettersson L. F., Fantana N.: „Moderne Lösungen zur Betreuung einer alternden Transformatorpopulation“. *ABB Technik* 3/2002: 41–47
- Potsada S., Marcondes R., Mendes J.-C. (2004): „Extreme maintenance: No location too challenging for an on-site repair!“. *ABB Review Special Report Power Services*: 59–62
- Westman T. (2009): „ABB Transformer Service Marketing and Sales Presentation Pack“
- ABB Transformer Experts (2006): „Transformer Service Handbook“



Verborgene Schätze

Antriebsdaten enthalten eine Fülle verborgener Informationen, mit denen Probleme gelöst werden können, bevor sie überhaupt auftreten

MICHAL ORKISZ, MACIEJ WNEK, PIEDER JÖRG – Angesichts immer komplizierterer Prozesse und schrumpfender Gewinnspannen wird die Minimierung von Ausfallzeiten durch Sicherung eines korrekten Betriebs von Maschinen und Ausrüstungen in der Industrie immer wichtiger. Eine wirksame Überwachung des Zustands kritischer Betriebsmittel kann hierbei als eine Art Frühwarnsystem für entstehende Probleme dienen. Dennoch wird häufig auf eine Zustandsüberwachung verzichtet, was meist auf die hohen Kosten für die Installation von Sensoren und Kabeln zurückzuführen ist. Dies gilt insbesondere für die Nachrüstung vorhandener

Betriebsmittel. Ein weiterer Grund ist, dass die effektive Auswahl und Interpretation der großen Datenmengen sehr aufwändig und kostenintensiv zu sein scheint. ABB hat nun eine Möglichkeit gefunden, wichtige Daten zu erfassen und zu verarbeiten, ohne dass zusätzliche Geräte, Mehrkosten oder Ausfallzeiten erforderlich sind. Durch die Erfassung und Verarbeitung von Daten aus traditionell in der Prozessindustrie vorhandenen Geräten wie elektrischen Antrieben haben Kunden die Möglichkeit, unvorhergesehene Probleme zu verhindern und so die Verfügbarkeit ihrer Maschinen zu maximieren.



dig, um die Daten in eine für die Diagnose geeignete Form umzuwandeln.

Drehzahlgezielte Antriebe sind in der Lage, die Frequenz in der Stromzufuhr zu Elektromotoren dynamisch zu verändern. Da die vom Antrieb verwendete direkte Drehmomentregelung (Direct Torque Control, DTC) ein nicht deterministisches Schaltmuster erzeugt, gibt es keine konstante Schaltfrequenz, was die direkte Anwendung einer Spektralanalyse erschwert. Da die einzelnen Spektren viele schwer vorhersehbare, nacheinander erfasste Komponenten beinhalten, müssen viele Spektren zum Beispiel im Frequenzbereich gemittelt werden, um ein „sauberes“ Spektrum zu erhalten.

Die derzeit von ACS-Antrieben bereitgestellten Signale werden in erster Linie zur

Die Industrie steht unter dem permanenten Druck, Kosten zu senken und gleichzeitig den Service und die Produktivität zu verbessern. Die wirksamste Methode besteht darin, jederzeit über den Zustand der Betriebsmittel – insbesondere der kritischen Komponenten – informiert zu sein und diese Informationen zu nutzen, um Probleme rechtzeitig zu erkennen und zu beheben, bevor sie sich auf andere Teile des Prozesses auswirken [1]. Ein gutes Zustandsüberwachungssystem hilft dabei, die Zuverlässigkeit der Betriebsmittel und das Risiko eines Ausfalls vorherzusagen. Angesichts dieser Vorteile stellt sich die Frage, warum eine Zustandsüberwachung nicht überall eingesetzt wird. Ein Grund hierfür ist, dass vorhandene Maschinen häufig bereits mit einem nachgerüsteten Überwachungssystem ausgestattet sind und die Installation zusätzlicher Sensoren und Verkabelung kompliziert und teuer zu werden droht. Ein weiterer Grund liegt in der Interpretation der Ergebnisse. In vielen Fällen ist nicht klar, wie Daten zu einem Aspekt des Prozesses genutzt werden können, um Informationen über einen anderen Aspekt zu gewinnen. So ist es häufig einfacher, die fraktale Dimension eines bestimmten Phänomens zu bestimmen, als den Bezug zum Zustand einer Maschine herzustellen.

In den meisten Prozessen kommen Geräte zum Einsatz, die in der Lage sind, Signale zu sammeln und zu errechnen, die bei richtiger Erfassung und Verarbeitung auch zu

Diagnosezwecken verwendet werden können. Ein Beispiel hierfür sind die drehzahl-geregelten Antriebe der ACS-Familie von ABB, die häufig für den Antrieb kritischer Betriebsmittel eingesetzt werden. Die elektrischen Antriebe basieren auf leistungsfähigen Controllern, die in weniger als einer Millisekunde Hunderte von Signalen sammeln und verarbeiten.

Um die Daten für die Zustandsüberwachung nutzen zu können, müssen sie in geeigneter Form aus dem Umrichter des Antriebs gewonnen werden. Intern werden die Signale – u. a. gemessene und errechnete Werte wie Drehzahl, Frequenz, Drehmoment, magnetischer Fluss, Stromstärke, Leistung und Temperatur sowie Parameter in Form von konfigurierbaren Antriebseinstellungen – in einer regelmäßig aktualisierten Speichertabelle gespeichert. Die Daten können entweder in Form von OPC¹-Werten aus dieser Tabelle abgerufen oder auf Hardware-Datenlogger übertragen werden. Datenlogger sind programmierbare Pufferspeicher, die die Werte mehrerer ausgewählter Variablen gleichzeitig speichern. Die Abtastrate wird üblicherweise so gewählt, dass die Daten für eine Spektralanalyse verwendet werden können. Im Normalbetrieb werden die älteren Daten kontinuierlich durch die neuen überschrieben, bis die Logger durch bestimmte Ereignisse wie Störungen, Alar-me, Grenzwertüberschreitungen oder einen Softwarebefehl ausgelöst werden. Da es sich bei den Puffern um Ringspeicher handelt, die kontinuierlich Daten speichern, stehen einige Daten aus der Zeit vor und nach dem auslösenden Ereignis zur Verfügung. Das ABB Drive Monitor™-System ist in der Lage, den Inhalt eines im elektrischen Antrieb integrierten Hardware-Datenloggers auszulesen → 1. DriveMonitor besteht aus einem Hardwaremodul in Form eines Industrie-PC und einer Softwareschicht, die automatisch Signale und Parameter des Antriebs erfasst und analysiert [2].

Datenaufbereitung

Da die Auflösung bereits festgelegt ist und eine Vorverarbeitung erfolgt ist, liegen die Antriebssignale für gewöhnlich in einer Form vor, die sich nicht ohne Weiteres für eine diagnostische Evaluierung eignet. Daher sind zunächst einige „Kunstgriffe“ notwen-

In den meisten Prozessen kommen Geräte zum Einsatz, die in der Lage sind, Signale zu sammeln und zu errechnen, die auch zu Diagnosezwecken verwendet werden können.

Steuerung verwendet, weshalb ein Teil der für die Zustandsüberwachung erforderlichen Vorverarbeitung der Signale fehlt. Ein solcher Prozess ist die Anti-Aliasing-Filterung. Datenpunkte werden normalerweise mit einer Frequenz von bis zu 40 kHz abgetastet bzw. berechnet, während der Zugriff nur mit niedrigeren Raten (z. B. jeder 40. Datenpunkt bleibt erhalten) möglich ist. Bei der Signalverarbeitung werden Frequenzen oberhalb der sogenannten Nyquist-Frequenz (die bei der halben Abtastrate liegt)

Fußnote

- 1 OPC steht für „Object Linking and Embedding (OLE) for Process Control“ und ist ein Industriestandard für die Kommunikation von Echtzeitdaten zwischen Geräten unterschiedlicher Hersteller.

typischerweise vor der Signalabtastung herausgefiltert. Wird auf diesen Schritt verzichtet, erscheinen die Spitzen der höheren Frequenzen im unteren Teil des Spektrums, was eine Interpretation erheblich erschwert. Signale, die Frequenzen von 400 Hz, 600 Hz, 1,4 kHz und 1,6 kHz enthalten und mit 1 kHz abgetastet werden, liefern zum Beispiel alle das gleiche Aliasing-Spektrum mit einer Spitze bei 400 Hz.

Bei der Überwachung von durch den Antrieb verursachten Veränderungen in der Ausgangsfrequenz sind die hohen Frequenzen von Bedeutung. Da sie nicht durch den Anti-Aliasing-Filter herausgefiltert wurden und die Ausgangsfrequenz des Antriebs nur selten konstant ist, können diese Frequenzen rekonstruiert werden.

Dieser Prozess ist in → 2 dargestellt. → 2a zeigt das naiv aus den Messdaten direkt errechnete Spektrum mit den ursprünglichen Spitzen und den Aliasing-Spitzen. Die X-Achse wurde so skaliert, dass die Ausgangsfrequenz dem Wert 1 entspricht. Dieses Spektrum wird „aufgefächert“, indem Kopien davon (abwechselnd umgekehrt und normal) bezogen auf mehrere Vielfache der Nyquist-Frequenz angehängt werden. Daraufhin werden mehrere aufgefächerte Spektren für verschiedene Ausgangsfrequenzen gemittelt, sodass durch das Aliasing entstandene Spitzen wieder an ihre ursprüngliche Position zurückkehren → 2b.

Drehzahlgeregelte Antriebe werden üblicherweise zur Regelung eines Prozessparameters eingesetzt. Der Antrieb verändert die Ausgangsfrequenz auf der Basis einer externen Anforderung (z.B. zur Förderung einer größeren Wassermenge), aufgrund von Veränderungen im Prozess (z.B. wenn sich der Schlupf eines Asynchronmotors durch eine größere Last auf einem Förderband erhöht) oder einer Kombination aus beidem. Während bei der traditionellen Spektralanalyse von einer konstanten Frequenz ausgegangen wird, gibt es bei veränderlichen Frequenzen zwei Möglichkeiten: die Auswahl von Zeitabschnitten mit konstanter Frequenz und die Umskalierung der Zeitachse.

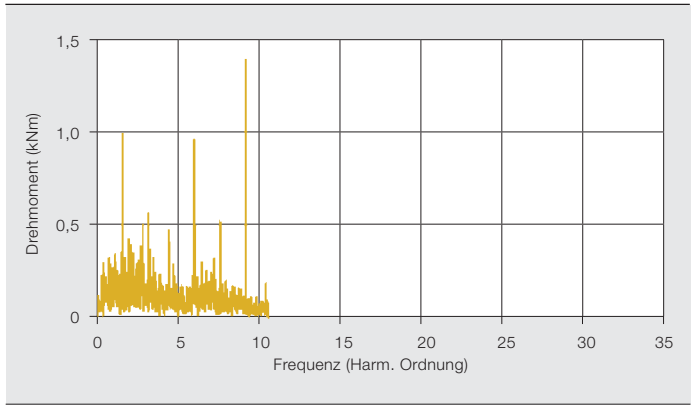
Die erste Methode macht sich die Tatsache zunutze, dass zu jedem Zeitpunkt große Datenmengen zur Verfügung stehen. Der größte Teil davon kann zugunsten einiger „guter“ Datensätze ignoriert werden. Die Schwierigkeit besteht jedoch darin, zu wissen, welche Daten behalten und welche ignoriert werden sollten. Ein gutes Kriterium zur Auswahl geeigneter Daten ist eine sich über den Zeitraum der Messung nicht wesentlich verändernde Ausgangsfrequenz.

Außerdem sollten nur solche Bedingungen berücksichtigt werden, die regelmäßig im Prozess auftreten.

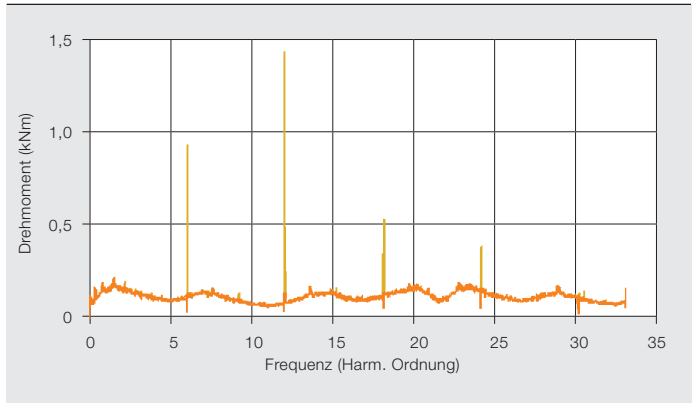
Manchmal verändert sich der Betriebspunkt so häufig, dass es unmöglich ist, einen solchen Zeitraum mit geeigneten Daten zu finden. In solchen Fällen können die Daten statt auf die Zeit auch auf eine andere Größe wie den Winkel des elektrischen Felds² bezogen werden. Hierzu können parallel zum ursprünglichen Signal verschiedene zusätzliche Messwerte vom Umrichter wie der Momentanwert der Ausgangsfrequenz³ erfasst werden. Aus dieser Frequenz wird der Winkel des elektrischen Felds am Stator bestimmt, der dann den ursprünglichen X-Wert für jeden Datenpunkt ersetzt. Anschließend können die Y-Werte einer Normierung unterzogen werden.

Das Ergebnis dieser Transformation ist eine X-Achse mit ungleichmäßigen Skalenabständen, weshalb die Fast-Fourier-Transformation (FFT) zur Spektralanalyse nicht mehr angewandt werden kann. Stattdessen kommt das Lomb-Periodogramm zum Einsatz [3]. Die Anwendung dieses Verfahrens auf einen der Phasenströme einer Fördermaschine ist in → 3 dargestellt. Das ursprüngliche Signal mit stark veränderlicher Frequenz und Amplitude ist in → 3a zu sehen. → 3b zeigt den vom Umrichter gemeldeten Effektivwert des Stroms und → 3c den gemessenen Momentanwert der Frequenz. Der Winkel des elektrischen Felds am Stator ist in → 3d dargestellt. Je höher die Frequenz, desto schneller nimmt der Winkel zu. Die regelmäßige Sinuskurve, die in → 3e durch die durchgezogene hellorangefarbene Linie dargestellt ist, ergibt sich aus der Normierung des ursprünglichen Stromsignals (durch punktweise Mittelung) auf den Effektivwert des Stroms und einer entsprechenden Umskalierung der X-Achse. Dies wiederum führt zu einem Spektrum, das

2 Ein Einzelspektrum des elektrischen Drehmoments



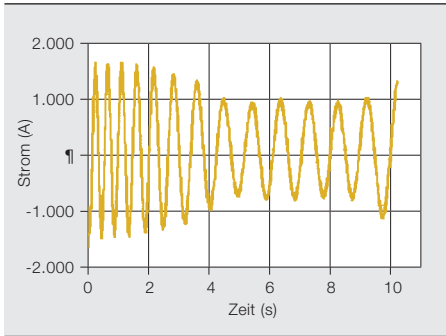
2a Mit Aliasing-Spitzen



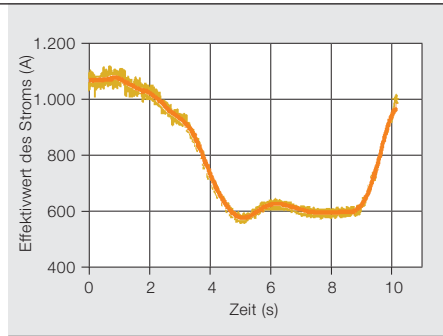
2b Mit einem gemittelten, „aufgefächerten“ Spektrum

Die Frequenzveränderungen drehzahlgeregelter Antriebe können durch Auswahl von Zeitabschnitten mit konstanter Frequenz oder durch Umskalierung der Zeitachse bewältigt werden.

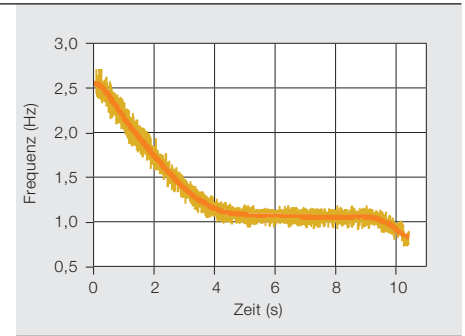
3 Normierung und Transformation eines Stroms mit veränderlicher Frequenz (und Amplitude)



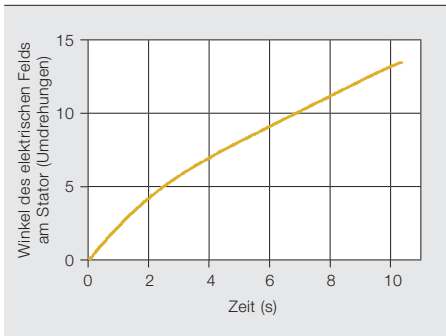
3a Ursprüngliches Signal



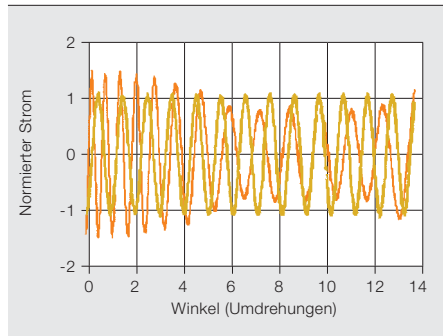
3b Effektivwert des Stroms



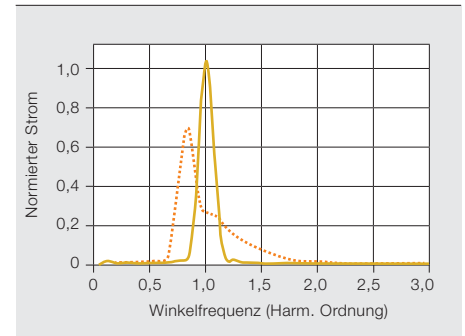
3c Momentanwert der Frequenz



3d Integrierte Frequenz (Winkel)



3e Transformiertes Signal



3f Spektrum mit Rohsignal (gepunktet) und transformiertem Signal (durchgezogen)

von einer einzelnen Frequenzspitze (durchgezogene Linie in → 3f) bestimmt wird, was beim Rohdatenspektrum (gepunktete Linie) nicht der Fall ist.

Je nachdem, welche Informationen benötigt werden, können verschiedene Transformationen dieser Art vorgenommen werden. Soll zum Beispiel ermittelt werden, ob bestimmte Motordefekte wie Unwuchten, Fehlansichtungen oder Lagerfehler vorliegen, kann anstelle des Momentanwerts der Ausgangsfrequenz auch ein Motordrehzahl-signal verwendet werden. Nach einer analogen Transformation zeigt die X-Achse den Wellenwinkel, was wiederum die Suche nach Motordefekten in Abhängigkeit von der Drehzahl erleichtert.

Diagnosemöglichkeiten

Die transformierten Antriebsdaten können mithilfe zweier allgemeiner Verfahren analysiert werden, die verschiedene wichtige diagnostische Informationen liefern:

- Punkt-zu-Punkt-Variabilität innerhalb eines Signals
- Korrelationen zwischen zwei Signalen

Die Punkt-zu-Punkt-Variabilität kann mithilfe einer Spektralanalyse analysiert werden. Hierbei erscheinen periodische Bestandteile als Spitzen im Spektrum, während sich verschiedene Systemdefekte bzw. -zustände in Form von spektralen Merkmalen unterschiedlicher Frequenz darstellen. Signal-korrelationen hingegen liefern Informationen über den Betriebspunkt und damit verbun-

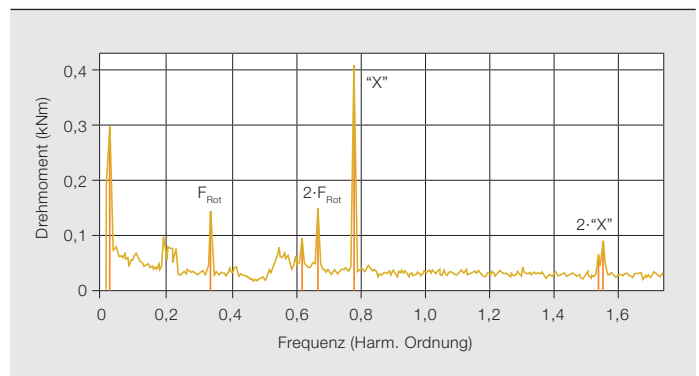
dene Anomalitäten.

Bei anderen Methoden werden gewonnene Kenntnisse über das normale Verhalten einer Maschine oder eines Prozesses genutzt und jegliche Abweichungen davon sofort angezeigt. Hauptzweck all dieser Methoden ist die Bestimmung von Leistungskennzahlen (Key Performance Indicators, KPI), die entsprechende Informationen z. B. über den Funktionszustand einer Maschine, die Robustheit eines Prozesses oder die Qualität der Versorgung liefern. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse können wiederum dabei helfen, die Ursache eines erkannten Problems zu bestimmen.

Spektralanalyse

Bei Antrieben, die mit einer aktiven Gleichrichtereinheit ausgestattet sind, können die Spektren der Versorgungsspannungen und -ströme verwendet werden, um wertvolle Informationen über die Qualität der Stromversorgung zu gewinnen. Anhand parallel gemessener Phasenströme und -spannungen kann das System auf mögliche Asymmetrien, Phasenverschiebungen, Oberschwingungen usw. geprüft werden.

4 Spektrum des Drehmomentsignals von einem Walzwerk (Ausschnitt). Auf der horizontalen Achse entspricht 1 der Ausgangsfrequenz.



Gleichzeitig erlaubt ein Blick auf den Oberschwingungsanteil im Ausgangsstrom Rückschlüsse auf die Qualität der Stromversorgung des Motors. Der Antrieb liefert betriebsbezogene Informationen zum Motor (Frequenz, Drehmoment, Leistung, Effektivwert des Stroms und magnetischer Fluss) sowie zum Umrichter (interne Gleichspannungen, Drehzahlregelabweichung und Schaltfrequenz). Tatsächlich kann die Spektralanalyse der von einem Antrieb bereitgestellten Daten mehr Informationen liefern als die „klassische“ Analyse elektrischer Signale oder Vibrationssignale.

Fußnoten

- 2 Diese Größen sind bei konstanter Frequenz gleichwertig.
- 3 Die Frequenz des vom Antrieb gelieferten Ausgangsstroms. Der Antrieb regelt diese Frequenz und kennt daher ihren genauen Wert.

→ 4 zeigt ein gemitteltes Drehmomentspektrum eines Walzwerks. Die horizontale Achse wurde so skaliert, dass die Ausgangsfrequenz dem Wert 1 entspricht. In Bezug auf die Drehfrequenz F_{Rot} weist das Spektrum zwei Spitzen auf. Außerdem gibt es eine Reihe von Spitzen bei einer zwischenharmonischen Frequenz von „X“ = 0,7742 (37,86 Hz) und 2 „X“ (1,5484), was wahrscheinlich auf eine Resonanzfrequenz im angetriebenen System zurückzuführen ist. Dies sind überaus interessante diagnostische Informationen, da derartige Resonanzen den Verschleiß von Maschinen beschleunigen, was wiederum negative Auswirkungen auf bestimmte Aspekte der Prozessqualität, z. B. die Gleichmäßigkeit der Dicke des gewalzten Metalls, haben kann.

Transiente Phänomene

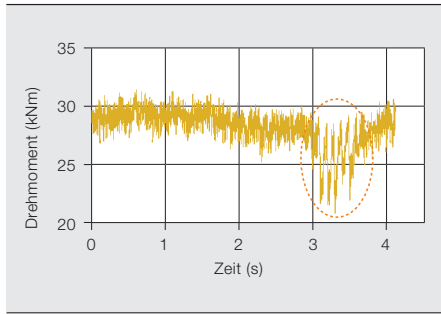
Die Spektralanalyse hilft auch dabei, transiente Phänomene in den Antriebsdaten aufzuspüren. Neben stationären oszillierenden Komponenten können in den Signalen vorübergehende Ereignisse auftreten, die auf mögliche Probleme hindeuten. Ein Beispiel

Die Spektralanalyse von Antriebsdaten kann mehr Informationen liefern als die „klassische“ Analyse elektrischer Signale oder Vibrationssignale.

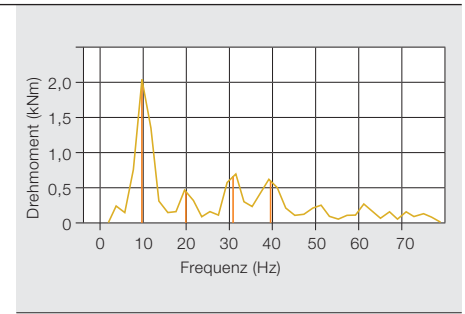
hierfür ist das in → 5a dargestellte Rohsignal für das Drehmoment in einem Walzwerk, das über einen Zeitraum von 4 s aufgezeichnet wurde. Nach etwa 3 s ist eine Art von Resonanzregung erkennbar, die etwa eine halbe Sekunde lang andauert. Das Spektrum dieses Abschnitts ist in → 5b dargestellt, wo eine Frequenzkomponente von 10 Hz und deren Oberschwingungen zu erkennen sind. Die Quelle dieser Oszillation ist zwar unbekannt, doch das Spektrum weist auf ein potenzielles Problem hin, das näher untersucht werden sollte.

Obwohl eine kontinuierliche Erfassung hochfrequenter Daten nicht praktikabel ist, kann die periodische Erfassung und Unter-

5 Transiente Phänomene in einem Drehmomentsignal

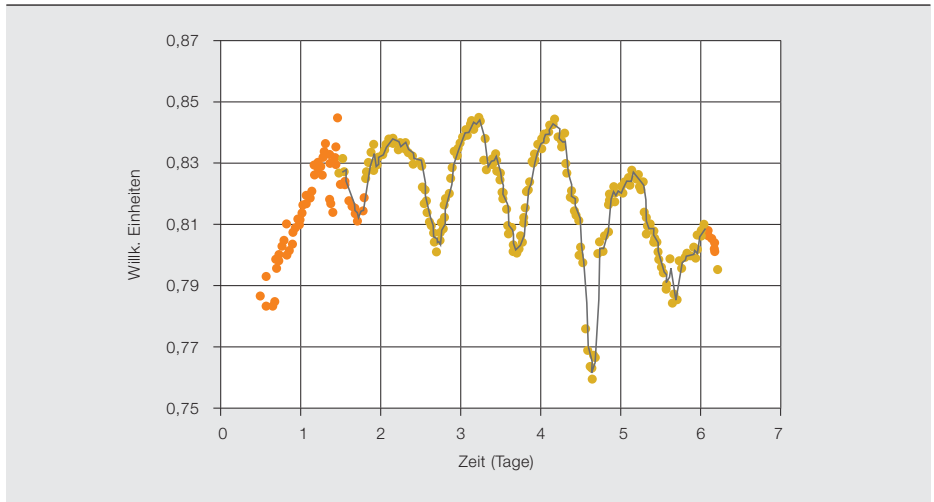


5a Rohmessdaten mit Resonanzanregung



5b Spektrum des Abschnitts mit Resonanz

6 Zeitliche Entwicklung des Drehmoment/Drehzahl-Verhältnisses (τ/n^2) für ein Gebläse



suchung derartiger Signale die Erkennung unerwünschter temporärer Ereignisse deutlich verbessern.

Verfolgung des Betriebspunkts

Die parallele Verfolgung von mehreren Größen des Betriebspunkts (z. B. Strom, Drehmoment, Drehzahl, Leistung und Frequenz) mithilfe von Antriebsdaten ist ein Beispiel für die oben genannte Signalkorrelationsmethode. Durch eine Analyse der Zusammenhänge zwischen bestimmten Größen lassen sich Erkenntnisse sowohl über den Betrieb der Maschine als auch den Zustand des Prozesses gewinnen.

Der Zusammenhang zwischen Drehmoment und Drehzahl, der durch die sogenannten Affinitätsgesetze bestimmt wird, ist ein gutes Beispiel für ein prozessabhängiges Verhältnis.

Der Geschwindigkeitsdruckunterschied Δp am Ausgang eines Gebläses ist proportional zur Gasdichte ρ und dem Quadrat der Ausgangsgeschwindigkeit V :

$$\Delta p = \rho \cdot V^2 / 2$$

Die Leistung P entspricht dem Druckunterschied multipliziert mit dem Volumenstrom Q :

$$P = \Delta p \cdot Q$$

Dies kann jedoch auch als Produkt aus Drehmoment τ und Drehzahl n ausgedrückt werden:

$$P = \tau \cdot n$$

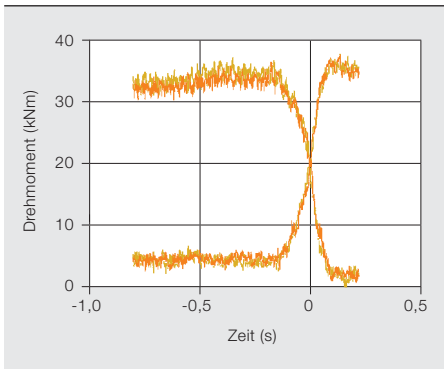
Im Normalbetrieb und bei konstanter Geometrie sind Q und V proportional zu n , d. h. es gilt:

$$\tau = C \cdot \rho \cdot n^2$$

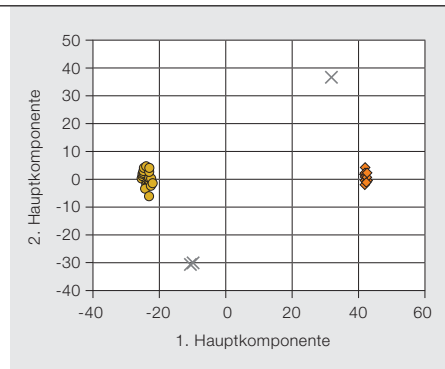
wobei die Konstante C von der Geometrie des Gebläses abhängig ist.

Demnach spiegelt das Verhältnis τ/n^2 die Dichte des Gases und die Geometrie des Gebläses wider, die sich selten ändert.

In → 6 ist dieses Verhältnis für ein umrichter-gespeistes Gebläse über einen Zeitraum von mehreren Tagen dargestellt. Die Oszillationen (mit einer Periodendauer von einem Tag) spiegeln die täglichen Veränderungen der Temperatur und somit auch der Dichte der geförderten Luft wider. Eine hohe Dichte (niedrige Temperatur) tritt bei Nacht auf, während die Dichte tagsüber (höhere Temperatur) geringer ist. So lässt sich allein anhand der Antriebsdaten die Entwicklung von Prozessdaten wie der Einlasstemperatur verfolgen. Zusätzlich können durch Vergleich dieser Daten mit Werten aus dem Leitsystem (in diesem Fall die Temperaturen) unerwartete Diskrepanzen aufgedeckt werden.



7a Beispiele für ansteigende und abfallende Drehmomentprofile



7b Die beiden Cluster repräsentieren Drehmomentanstiege und -abfälle.



Elektrische Antriebe sind nicht die einzigen „Lieferanten“ von nützlichen Daten für Diagnosezwecke. Andere Beispiele sind Motorsteuerungen, Schutzrelais und intelligente Sicherungen.

Die Verfolgung des Betriebspunkts ist ohne den Einsatz zusätzlicher Hardware möglich, da die Daten im Antrieb bereits zur Verfügung stehen. Die analysierten Daten könnten direkt angezeigt oder mithilfe der im Folgenden beschriebenen Hauptkomponentenanalyse (Principal Component Analysis, PCA) weiter analysiert werden.

Analyse zyklischer Prozesse

Einige Prozesse, in denen drehzahlregelte Antriebe eingesetzt werden, sind zyklischer Natur. Ein Beispiel hierfür ist ein Walzwerk, in dem das Drehmoment und die Stromstärke abrupt ansteigen, wenn eine Bramme eingezogen wird, und beim Verlassen der Bramme schlagartig wieder abfallen. Durch eine Analyse dieser Sprünge lassen sich Instabilitäten im Prozess bzw. Abweichungen vom normalen Verhalten erkennen, die auf Verschleiß oder Materialschwankungen hinweisen können.

Um nur die wichtigsten Informationen zu extrahieren, werden hochauflösende Daten, die um Drehmomentsprünge herum erfasst wurden, mithilfe der PCA-Methode verar-

beitet [4]. Bei diesem Verfahren wird für mehrdimensionale Datensätze eine Dimensionsreduktion durchgeführt, um die Variabilität zwischen den einzelnen Datensätzen zu verdichten. → 7 zeigt typische Drehmomentprofile eines Walzwerks. Jedes Profil in → 7a entspricht einem Sprung und wird auf einen einzelnen Punkt reduziert → 7b. Sprünge – bzw. Punkte –, die sich innerhalb bestimmter Grenzen zu Clustern anhäufen, deuten in der Regel auf ein normales Prozessverhalten hin, während Punkte außerhalb des Clusters auf ein mögliches Problem hinweisen. Der gesamte Datensatz kann zur weiteren Untersuchung gespeichert werden oder – wenn die Analyse in Echtzeit erfolgt – um weitere Daten ergänzt werden.

Gesunde Maschinen, gesunde Prozesse

Unter den heutigen Wettbewerbsbedingungen können unplanmäßige Ausfälle katastrophale Auswirkungen für ein Unternehmen haben. Aus diesem Grund ist die Industrie ständig bemüht, die Verfügbarkeit ihrer Maschinen zu maximieren. Dazu ist eine Form der Zustandsüberwachung erforderlich, die die Planung bzw. Durchführung von Wartungshandlungen und Maßnahmen ermöglicht, mit denen die Folgen eines Ausfalls verhindert werden können, bevor dieser auftritt. Mit zunehmender Prozessautomatisierung und wachsendem Personalabbau steigt auch die Bedeutung der Zustandsüberwachung.

Um die Vorteile der Zustandsüberwachung nutzen zu können, muss nicht zwangsläufig neue Ausrüstung installiert werden. Häufig können die Daten, die von manchen Geräten für einem bestimmten Zweck im Prozess bereitgestellt werden, ohne zusätzliche Kosten auch für andere Zwecke genutzt werden. Als wichtige Bestandteile industrieller Prozesse sind elektrische Antriebe von

ABB in der Lage, große Datenmengen zu erfassen und bereitzustellen, die bei richtiger Verarbeitung zur Zustandsüberwachung und Diagnose genutzt werden können. Doch elektrische Antriebe sind nicht die einzigen „Lieferanten“ von nützlichen Daten für Diagnosezwecke. Andere Beispiele sind Motorsteuerungen, Schutzrelais und intelligente Sicherungen, deren eigene Rechenleistung zusätzlich für Analysen genutzt werden kann.

Michał Orkisz

ABB Corporate Research
Krakau, Polen
michal.orkisz@pl.abb.com

Maciej Wnek

ABB Low Voltage Products
Turgi, Schweiz
maciej.wnek@ch.abb.com

Pieder Jörg

ABB Discrete Automation and Motion
Turgi, Schweiz
pieder.joerg@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Mitchell, J. S. (2002): „Physical Asset Management Handbook (185)“. Clarion Technical Publishers, USA
- [2] Wnek, M., Nowak, J., Orkisz, M., Budyn, M., Legnani, S. (2006): „Efficient use of process and diagnostic data for the lifecycle management“. Proceedings of Euromaintenance and 3rd World Congress on Maintenance (73-78). Basel, Schweiz
- [3] Press, W. H., Flannery, B. P., Teukolsky, S. A., Vetterling, W. T. (1986): „Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing“. Cambridge University Press
- [4] Jolliffe, I. T. (2002): „Principal Component Analysis“. Springer



Smart Metering

Der Zählerschrank als Mess- und Kommunikationszentrale

JÜRGEN LASCH – Das Umwelt- und Kostenbewusstsein hat bei den Verbrauchern in den vergangenen Jahren zugenommen. Sowohl die derzeitige Klimaschutzdebatte als auch die gestiegenen Energiekosten sind für den Endkunden ein Anreiz, den eigenen Energieverbrauch zu verringern. Potenziale zum Energiesparen und gezielten Zu- und Abschalten von Verbrauchern sind im Haushaltsbereich hinreichend vorhanden. Voraussetzung für Endverbraucher, den eigenen Energieverbrauch zu optimieren und Kosten einzusparen ist die zeitnahe Messung, Visualisierung und Abrechnung des Stromverbrauchs und die Schaffung von Kostenvorteilen durch variable Tarife.

1 Elektronischer Haushaltszähler (eHZ) von ABB



2 Mehr Funktionen auf kleinerem Raum



Durch die Einführung intelligenter Stromzähler, sogenannter Smart Meter, wird dies möglich. Auf der Hannover Messe 2009 präsentierte ABB elektronische Haushaltszähler, die es den Kunden in Verbindung mit einem „Daten-Gateway“ ermöglichen, ihren Energieverbrauch darzustellen und zu verfolgen, um Möglichkeiten zur Verbrauchsoptimierung aufzuzeigen.

Die deutsche Bundesregierung hat beschlossen, intelligente Zähler in Deutschland ab 2010 für Neuanlagen verpflichtend einzuführen. Mit dem elektronischen Haushaltszähler (eHZ) → 1 und der integrierten Befestigungs- und Kontaktiereinrichtung (BKE-I) bietet ABB innovative Lösungen für die Zähler- und Verteilertechnik. Mithilfe dieser neuen Technologie können Zähleranlagen noch kompakter gestaltet werden, und im Vergleich zum derzeitigen Zählerplatz verringern sich die Abmessungen des Zählerbereichs → 2. Bestehende Zähleranlagen können mit einem Adapter (BKE-A) für die Installation eines eHZ nachgerüstet werden.

Durch die Stecktechnik sind die elektronischen Haushaltszähler von ABB einfach zu installieren und setzen einen neuen, richtungweisenden Standard für Haushaltszähler. Sie liefern die Voraussetzung für eine intelligente Zählerablesung, das sogenannte Smart Metering, und ermöglichen somit eine effiziente Energienutzung sowie auch Einsparungen in einem liberalisierten Ener-

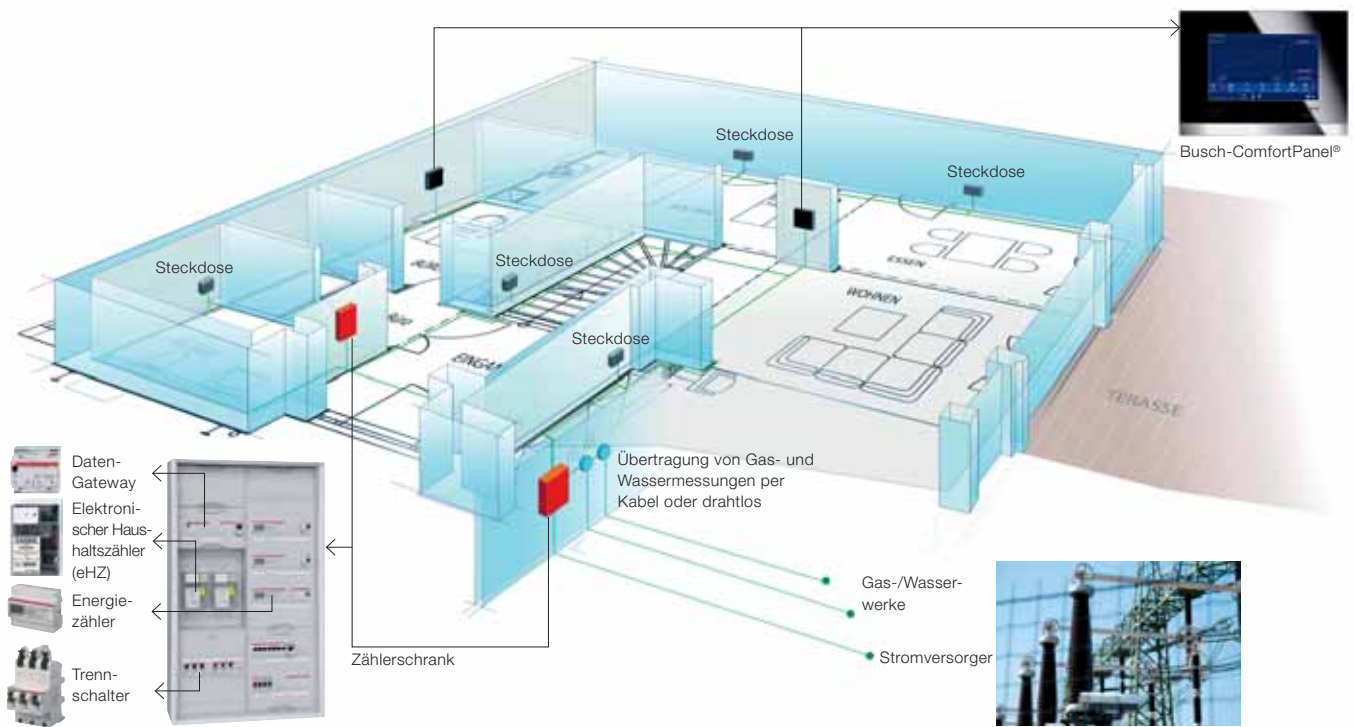
giemarkt. Durch die Installation eines Daten-Gateways → 3 ergibt sich eine komplette Smart-Metering-Lösung, die neben dem Stromverbrauch auch die Überwachung und Visualisierung der Verbrauchsdaten für andere Ressourcen wie Wasser, Gas oder Wärme ermöglicht und somit eine integrierte und komplette Plattform für die Verbrauchsmessung darstellt → 4. Die Visualisierungsdaten kann sich der Nutzer zum Beispiel auf einem Busch-ComfortPanel®, einem PC oder auf einem Mobiltelefon anzeigen lassen → 5. Die vom Daten-Gateway erfassten Verbrauchsdaten werden an das jeweilige Versorgungsunternehmen übertragen. Das Daten-Gateway wird in der Lage sein, das gesamte Energiemanagement zu übernehmen, auch unter Einbeziehung dezentraler Energiequellen wie beispielsweise der Photovoltaik. Zur Erweiterung des Zählerplatzes stehen Kommunikationsfelder zur Verfügung. Der Zählerschrank wird somit zur Kommunikationszentrale des Hauses.

Wie zuvor schon genannt, können durch das Daten-Gateway alle Energieverbrauchsdaten der Kundenanlage erfasst werden und per Fernauslesung in regelmäßigen Abständen dem Versorgungsunternehmen übertragen werden. Somit ist die manuelle Zählerablesung nicht mehr erforderlich. Der Verbraucher kann sich seinen Energieverbrauch jederzeit mit verschiedenen Visualisierungsmöglichkeiten anzeigen lassen. Dadurch können sogar mögliche Schäden

3 Das Daten-Gateway



Der Verbraucher kann sich seinen Energieverbrauch jederzeit mit verschiedenen Visualisierungsmöglichkeiten anzeigen lassen.



5 Darstellung der Verbrauchsdaten auf einem Busch-ComfortPanel



Dies ermöglicht eine gleichmäßigere Verteilung des Energieverbrauchs über den Tag und über die ganze Woche.

im Leitungsnetz oder versteckte „Stromfresser“ aufgespürt werden.

Smart-Meter-Lösungen werden eine bedeutende Rolle spielen, wenn Verbraucher künftig noch größere Freiheiten bei der Wahl ihres Energieanbieters haben. Ist die Smart-Meter-Technologie vorhanden, kann der Strom bei Abmeldung des Kunden sofort ferngesteuert abgeschaltet werden. Mit einem flächendeckenden Einsatz dieser Technologie können Energieversorger verstärkt zeitvariable Tarife anbieten. Dies bietet den Verbrauchern einen Anreiz, energieintensive Geräte wie Waschmaschinen zu Zeiten günstigerer Tarife zu betreiben und ermöglicht eine gleichmäßigere Verteilung des Energieverbrauchs über den Tag und über die ganze Woche. Durch automatische Netzsteuerung und Einbeziehung der Verbraucher durch finanzielle Anreize können somit die schwankende Stromnachfrage und das schwankende Angebot in intelligenten Netzen aufeinander abgestimmt werden.

Siehe auch „Die Farben der Intuition“ auf Seite 79 dieses Hefts.

Elektronische Haushaltszähler (eHZ)

Fakten zum elektronischen Haushaltszähler zur Messung von Wirkenergie für Verrechnungszwecke in Ein- und Zweitarifausführung:

- Ausführung gemäß VDN-Lastenheft „Elektronische Haushaltszähler“, Version 1.02
- Einfach zu installieren und auszutauschen
- Ein- oder Zweitarifausführung
- Mit interner Echtzeituhr
- Hohe Festigkeit gegen Magnetfelder
- Vorbereitet für Smart Metering

Jürgen Lasch

Striebel & John GmbH & Co. KG
 Ein Unternehmen der ABB-Gruppe
 Sasbach, Deutschland
 juergen.lasch@de.abb.com



Die Farben der Intuition

Innovative Lösungen für die Gebäude- und Raumsteuerung gewinnen den renommierten „red dot award“

BERNHARD DÖRSTEL, PETER SIEGER – Neue Technologien können nicht nur das Leben erleichtern, sondern aufgrund ihrer Komplexität auch frustrierend sein. So stellt die Entwicklung einer Technologie, die ebenso innovativ wie intuitiv ist, selbst für die genialsten Ingenieure eine Herausforderung dar. Im Bereich der Gebäude- und Raumsteuerung ist ABB dieses Kunststück gelungen. Busch-ComfortPanel® und Busch-priOn® – zwei Komponenten des „Living Space“-Konzepts der ABB-Tochter Busch-Jaeger – wurden für ihr intuitives Bedien-

konzept mit dem „red dot: best of the best 2008“ ausgezeichnet. Busch-priOn ist eine modular aufgebaute Raumsteuerung für KNX-basierte Gebäudesystemtechnik, die die Steuerung von Licht, Heizung, Klima und Unterhaltungselektronik von einer zentralen Stelle im Raum ebenso ermöglicht wie das Abrufen von kompletten „Wohnszenen“ – vorprogrammierten Einstellungen, die zum Beispiel dafür sorgen, dass das Licht gedimmt wird, sich die Jalousien schließen und die Lieblingsmusik erklingt

1 Dreifach-Bedienelement der Raumsteuerung Busch-priOn®



Farbig hinterleuchtete Symbole kennzeichnen die Funktionsbereiche Licht (gelb), Jalousie (blau) und Wohnszene (magentafarben)

2 Leicht verständliche Funktionssymbole ergänzen das Bediensystem der „Living Space“-Lösungen.



Display des Busch-ComfortPanel

Funktionalität und Bedienkomfort sind Qualitäten, die eine neue Technologie von anderen Produkten abhebt. Eine solche Technologie ist Busch-priOn. Sie folgt dem Prinzip der „Simplexity“, d. h. einfache Bedienbarkeit und Konzentration auf das Wesentliche. So ist der Nutzer in der Lage, auch komplexe Funktionen intuitiv auszuführen – getreu der Erkenntnis, dass in einer immer komplexer werdenden Welt jede Vereinfachung willkommen ist.

Eine vielseitige Bedieneinheit

Die dezentrale Raumsteuereinheit Busch-priOn schlägt den Bogen vom klassischen Schalterprogramm zu den modernen Panel-Lösungen von Busch-Jaeger. Sie ermöglicht die übersichtliche und intuitive Steuerung von Komponenten der Gebäudetechnik wie Beleuchtung, Heizung, Klima und Jalousien. Ein wesentlicher Bestandteil des Bedienkomforts ist das farborientierte Bedienkonzept, während der modulare Aufbau die individuelle Anpassung des Systems an die Bedürfnisse der Nutzer ermöglicht → 1.

Die Verfügbarkeit einer Vielzahl von Funktionen bietet viel individuellen Gestaltungsfreiraum. Licht, Jalousien und Unterhaltungselektronik können einzeln geschaltet oder in komplette „Wohnszenen“ integriert werden. So lässt sich mit nur einem Knopfdruck die gewünschte Wohnatmosphäre schaffen: Die Beleuchtung wird gedimmt, die Jalousien schließen sich, und die Lieb-

lingsmusik erklingt. Busch-priOn und Busch-ComfortPanel sind das Ergebnis eines kundenorientierten Entwicklungsprozesses, bei dem Einfachheit und Bedienkomfort im Vordergrund standen. Das Ziel bestand darin, die Navigation so zu vereinfachen, dass sich dem Nutzer die Grundfunktionen auch ohne Studium einer Bedienungsanleitung intuitiv erschließen.

Das Kernmodul des Busch-priOn ist ein 9 cm (3,5“) großes, hochauflösendes TFT-Grafikdisplay in Kombination mit einem Drehbedienelement. Auf dem Display zeigt ein Kreismenü mit klar gestalteten Icons und Klartext die acht Funktionsbereiche an, die mit dem Drehbedienelement angewählt und per Tastendruck aktiviert werden können → 2. Eine ringförmige farbige „Aura“ lässt auf einen Blick erkennen, welcher Funktionsbereich aktiv ist → 3. Für die Bild-

Dank seines modularen Aufbaus lässt sich Busch-priOn individuell an die Bedürfnisse der Nutzer anpassen.



Ein „red dot“ für Living Space

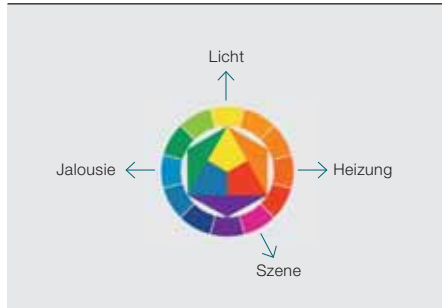
Mit dem „red dot award: communication design 2008“ wurde die innovative Präsentationsplattform „Living Space“ ausgezeichnet. Diese virtuelle Präsentation macht die intelligente Haussteuerung von Busch-Jaeger interaktiv erlebbar. In Form eines virtuellen Hauses werden die Vorteile der Produkte von Busch-Jaeger individuell erlebbar. Das Ergebnis ist ein anspruchsvoller und ästhetischer Raum, der die besondere Marken- und Designstrategie des Unternehmens widerspiegelt. Vorgestellt wurde diese virtuelle Lösungs- und Erlebniswelt erstmalig zur Messe „Light+Building 2008“ in Frankfurt.

3 Gewinner der Auszeichnung „red dot: best of the best 2008“



Busch-priOn, die modular aufgebaute Raumsteuereinheit für KNX-basierte Gebäudesystemtechnik. Mit dem Drehbedienelement können die unterschiedlichen Funktionen angewählt werden. Die farbige Aura um das Bedienelement zeigt den ausgewählten Funktionsbereich (hier Blau für Jalousie).

4 Das farborientierte Bediensystem des Busch-priOn basiert auf vier Farben.



Jede Farbe – Gelb, Blau, Orange und Magenta – ist einem Funktionsbereich logisch zugeordnet.

schirmdarstellung stehen drei unterschiedliche Designvarianten zur Verfügung. Mit einem Zusatzgerät, der sogenannten Medienbox, ist auch das Ansteuern von Radio- und Videokomponenten möglich. Auf dem Busch-ComfortPanel kann der Grundriss eines Hauses mit den Positionen der Bedienelemente dargestellt werden. Jede Funktion lässt sich schnell und komfortabel auswählen und steuern. Einzelne Leuchten können direkt angesteuert und gedimmt werden. Jalousien und Rollläden können ebenfalls mit dem Drehbedienelement betätigt werden, und die Temperatur innerhalb des Gebäudes lässt sich mithilfe der Einzelraum-Temperaturregelung für jeden Raum individuell einstellen. Das Drehbedienelement des Busch-priOn lässt sich mit verschiedenen Modulen kombinieren bzw. ergänzen. Sämtliche Bedienelemente des Systems einschließlich des TFT-Displays verfügen über eine umschaltbare Tag- und Nachtbeleuchtung zur Anpassung der Helligkeit. Darüber hinaus können über Wippen am Busch-priOn frei programmierbare Funktio-

Dabei kommen modernste Low-Power-Prozessor-technologie und ein fortschrittliches Display mit LED-Hinterleuchtung zum Einsatz.

nen abgerufen werden. Wird der priOn für eine gewisse Zeit nicht bedient, so wird bei Berührung des Drehreglers eine zuvor definierte Primärfunktion aktiviert (z.B. das Deckenlicht).

Zusätzlichen Komfort und Wirtschaftlichkeit bietet ein optionaler Infrarotempfänger und Näherungssensor an der oberen Abschlussleiste des Busch-priOn. Nähert sich ein Benutzer, wird automatisch die Hintergrundbeleuchtung der Raumsteuereinheit aktiviert. Auch die untere Abschlussleiste verbindet Design und Nutzen auf intelligente Weise, denn sie ist mit einem Temperaturfühler zur Raumtemperaturregelung kombinierbar.

Das entscheidende Element: Farbe

Busch-priOn und Busch-ComfortPanel nutzen ein farborientiertes Bedienkonzept, bei dem jedem Funktionsbereich eine bestimmte Farbe zugeordnet ist → 4. Für Funktionen aus dem Bereich der Beleuchtung steht beispielsweise die Farbe Gelb (Symbol für Sonne und Helligkeit), der Bereich Heizung



ist orange (für Wärme und Wohlbehagen) gekennzeichnet und für die Jalousiesteuerung steht Blau (als Symbol für Kühle und die Farbe des Himmels). Magenta als Farbe der Extravaganz oder auch des Theaters und der Inszenierung markiert eine Wohnszene. Diese Kennzeichnungen sind sprachunabhängig und werden international ver-

qualität in den drei Bereichen Product Design, Communication Design und Design Concept ist der „red dot“ eine begehrte Trophäe. Die internationale Akzeptanz des Wettbewerbs wird durch die objektive Arbeit unabhängiger Jurys aus namhaften Designern und Designexperten aus aller Welt gewährleistet.

macht das System besonders für Modernisierungsvorhaben interessant. Alle Einheiten sind kompatibel mit Busch-Powernet® KNX und Busch-Installationsbus® KNX.

Elektroinstallateure profitieren von einer schnellen und problemlosen Inbetriebnahme des Busch-priOn. Zusätzlich zum bekannten Programmierverfahren kann die Programmierung auch in der Werkstatt auf einer SD-Karte abgespeichert und dann vor Ort in das System überspielt werden.

Busch-priOn und Busch-ComfortPanel nutzen ein sprachunabhängiges, farborientiertes Bedienkonzept mit einer klar definierten Farbe für jeden Funktionsbereich.

standen. Ergänzend dazu lassen sich leicht verständliche Funktionssymbole einsetzen, sodass auf jegliche Beschriftung der Benutzeroberfläche verzichtet werden kann.

Das elegante, flächige Design der beiden Produkte passt sich jedem Einrichtungsstil an und ist in den Ausführungen Weiß Hochglanz, Glas weiß und Glas schwarz sowie Edelstahl mit spezieller Anti-Fingerprint-Beschichtung erhältlich.

Der „red dot award“

Ende 2008 wurde das innovative Bedienkonzept des Busch-priOn mit dem renommierten Designpreis „red dot: communication design 2008“ ausgezeichnet. Mit mehr als 10.000 Anmeldungen aus insgesamt 60 Ländern zählt der „red dot award“ zu den größten Designwettbewerben weltweit. Als international renommiertes Siegel für Design-

zeichnungen erhielten das Busch-ComfortPanel und Busch-priOn für ihr intuitives Bediensystem → 3.

Die Technologie

Busch-priOn basiert auf einem modularen, individuell bestückbaren Trägerrahmenkonzept. Ein Sub-Bus-System sorgt sowohl für die Energieversorgung der einzelnen Module als auch für die Datenkommunikation der Module untereinander. Dabei kommen modernste Low-Power-Prozessortechnologie und ein fortschrittliches Display mit LED-Hinterleuchtung zum Einsatz.

Busch-priOn eignet sich für den Wohnbereich ebenso wie für den Zweckbau. Die Tatsache, dass für jede Konfiguration immer nur eine einzige Unterputzdose benötigt wird, egal ob eine Einfach- oder eine Mehrfach-Kombination zum Einsatz kommt,

Im Bereich Communication Design sichtete die Jury fast 6.000 Arbeiten aus 39 Ländern. Nur 38 Arbeiten wurde ein „red dot: best of the best“ für besonders herausragende Gestaltungsleistungen verliehen. Eine dieser höchsten Aus-

Steigerung der Energieeffizienz

Busch-priOn ist ein anspruchsvolles Bediengerät für die Gebäudesystemtechnik mit einem intuitiven Bedienkonzept und einer umfangreichen individuellen Funktionsvielfalt, das sich zudem durch technische Innovation, elegantes Design und höchsten Bedienkomfort auszeichnet. Und durch umsichtige Steuerung von Beleuchtung und Heizung trägt es zudem zur Steigerung der Energieeffizienz bei.

Teile dieses Artikels sind bereits unter dem Titel „Living Space“ auf Seite 11–14 in Heft 4/2008 der ABB Technik erschienen.

Bernhard Dörstel

Busch-Jaeger Elektro GmbH
Ein Unternehmen der ABB-Gruppe
Lüdenscheld, Deutschland
bernhard.doerstel@de.abb.com

Peter Sieger

Sieger. Büro für Wirtschaftskommunikation
Halver, Deutschland
sieger@buero-sieger.de

Editorial Board

Peter Terwiesch

Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Clarissa Haller

Head of Corporate Communications

Ron Popper

Manager of Sustainability Affairs

Axel Kuhr

Head of Group Account Management

Friedrich Pinnekamp

Vice President, Corporate Strategy

Andreas Moglestue

Chief Editor, *ABB Review*
andreas.moglestue@ch.abb.com

Herausgeber

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

ABB Asea Brown Boveri Ltd.
ABB Review/REV
CH-8050 Zürich
Schweiz

Die *ABB Technik* erscheint viermal pro Jahr in Englisch, Französisch, Deutsch, Spanisch, Chinesisch und Russisch. Die *ABB Technik* 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 © 2010
ABB Asea Brown Boveri Ltd.
Zürich, Schweiz

Satz und Druck

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn, Österreich

Layout

DAVILLA Werbeagentur GmbH
AT-6900 Bregenz, Österreich

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 wiedergegebenen Informationen können nicht Grundlage 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 vorliegend 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



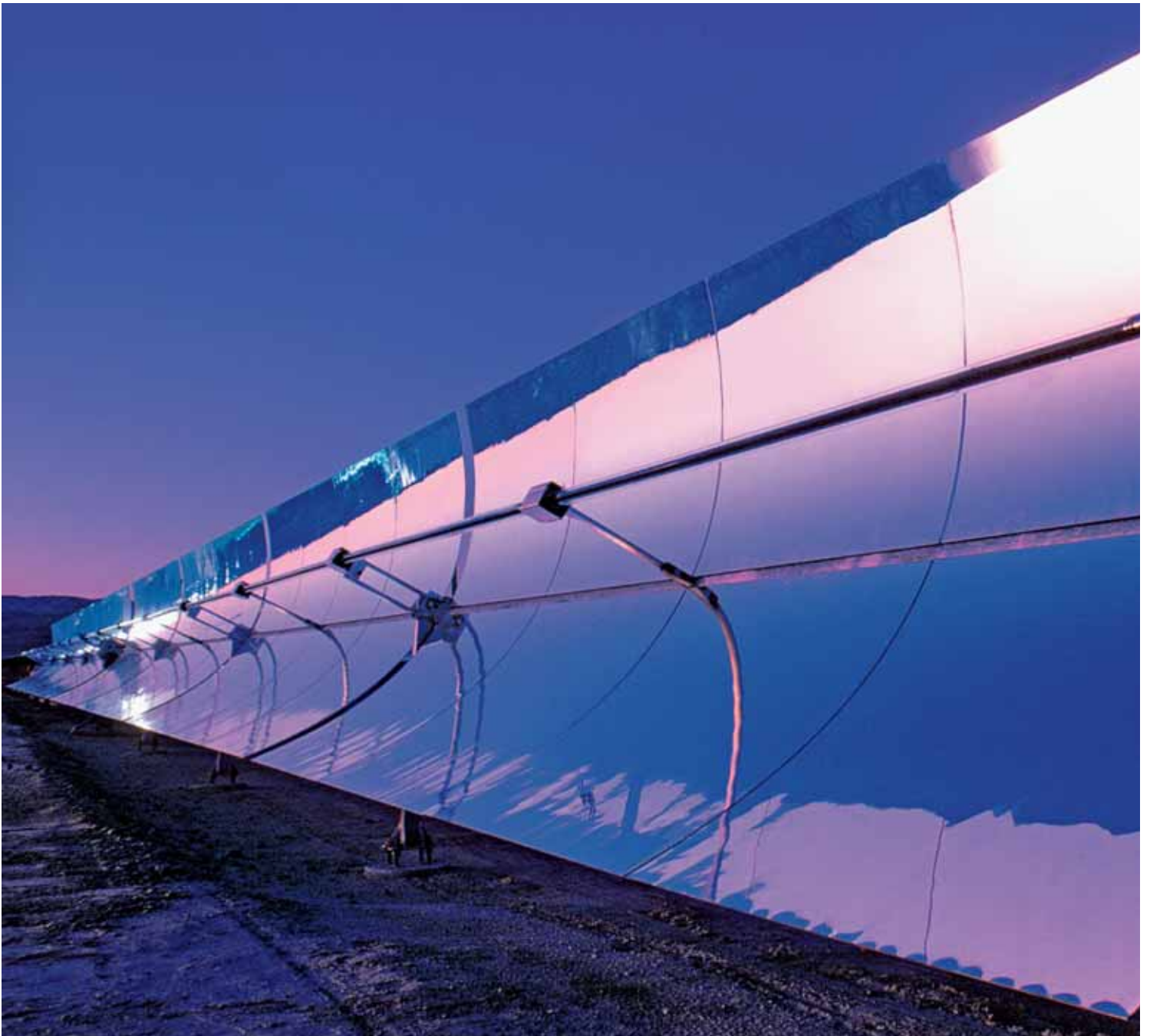
Vorschau 2|10

Intelligente Mobilität

Die vorliegende Ausgabe der *ABB Technik* zeigt, wie Innovationen und Technologien von ABB dabei helfen, die Erzeugung, Übertragung und Nutzung elektrischer Energie nachhaltiger, flexibler und zuverlässiger zu gestalten. Doch die Aktivitäten von ABB beschränken sich nicht allein auf den Transport elektrischer Energie. Auch die Beförderung von Menschen und Gütern gehört zu den Bereichen, in denen innovative Lösungen von ABB zu finden sind.

Ein Schwerpunktthema der nächsten Ausgabe der *ABB Technik* sind die Aktivitäten von ABB im Eisenbahnsektor. Zwar fertigt ABB selbst keine Schienenfahrzeuge, liefert aber zahlreiche wichtige Komponenten für die Eisenbahnindustrie, angefangen von Traktionsmotoren über Traktionstransformatoren bis hin zu Schaltanlagen für Bahnstromnetze. Darüber hinaus ist ABB im Bereich Service, Instandhaltung und Nachrüstung tätig und spielt somit eine wichtige Rolle bei der Sicherung eines zuverlässigen Betriebs bei ihren Kunden. Hier berichtet die *ABB Technik* von einigen der wichtigsten Technologien und Entwicklungen von ABB und deren Auswirkungen auf den weltweiten Schienenverkehr. Ein geschichtlicher Überblick über die Errungenschaften und Erfindungen von ABB und ihren Vorgängerunternehmen von den Anfängen der Bahnelektrifizierung bis zum heutigen Tag runden diesen Themenkomplex ab.

Neben dem Schienenverkehr arbeitet ABB auch in anderen Bereichen des Transportwesens an Lösungen zur Verbesserung der Nachhaltigkeit. Diese reichen von einer umweltverträglicheren Schifffahrt bis zum Wiederaufladen von Batterien für Elektrofahrzeuge.



Connect renewable power to the grid?

Electricity generated by water, sun and wind is most abundant in remote areas like mountains, deserts or far out at sea. ABB's leading power and automation technologies help renewable power reach about 70 million people by integrating it into electrical grids, sometimes over vast distances. Our effort to harness renewable energy is making power networks smarter, and helping to protect the environment and fight climate change. www.abb.com/betterworld

Naturally.