

ABB

4 | 16
de

review

Laden eines E-Busses in 15 Sekunden 8

ABB und die Elektrifizierung der Eisenbahn 16

Der längste Eisenbahntunnel der Welt 35

Remote-Service auf See 44

Die technische
Zeitschrift des
ABB Konzerns

Transport & Verkehr



125

YEARS SERVING
THE WORLD FROM
SWITZERLAND
www.abb.com

Power and productivity
for a better world™



Das Verkehrswesen und seine Infrastruktur gehören zu den sichtbaren und greifbaren Anwendungen moderner Technik. Die Titelseite zeigt das Portal des in diesem Jahr eröffneten Gotthard-Basistunnels. Auf dieser Seite ist der TOSA-Bus zu sehen. Beide Projekte sind Gegenstand von Artikeln in dieser Ausgabe der ABB Review.



Transport und Verkehr

- 6 Städte unter Strom**
Argumente für die Elektrifizierung des öffentlichen Personennahverkehrs
- 8 Laden wie der Blitz**
Optimierung von Batterien für einen Schnellladebus
- 13 Grüne Aussichten**
Der kroatische Nationalpark Krka installiert als erster Nationalpark der Welt Schnellladestationen von ABB
- 16 Spannende Geschichte**
Eine lange Tradition in der elektrischen Eisenbahntechnik
- 25 Gewichtige Vorteile**
Der ABB Effilight®-Traktionstransformator wiegt weniger, erzeugt weniger Verluste und benötigt bis zu 70 % weniger Öl
- 30 Effizienz am Berg**
Senkung des Energieverbrauchs der Allegra-Züge
- 35 Spitzenleistung**
ABB liefert ZX0 Mittelspannungs-Schaltanlagen und PMA-Kabelschutzlösungen für den Gotthard-Basistunnel
- 40 Rekord-Brecher**
Energie-, Antriebs- und Automatisierungstechnik für den modernsten Hafeneisbrecher der Welt
- 44 Besserer Remote-Service auf See**
Ein Konzept für das ABB Kunden- und Serviceportal der nächsten Generation

Veranstaltung

- 50 Connect. Collaborate. Outperform.**
Die Automation & Power World findet im März 2017 wieder in Houston statt

Simulation

- 51 Präzise Prognosen**
Vorhersage von Streuverlusten in Leistungstransformatoren und Optimierung der Kesselabschirmung mithilfe der FEM

Schalten und Sicherheit

- 57 Sicher am Wind**
Niederspannungs-Schalt- und -Schutzstrategien für Windenergieanlagen
- 63 Schutzengel**
Mehr Sicherheit durch Lichtbogenschutz
- 67 Schalter mit Zukunft**
Ein Überblick über jüngste Fortschritte in der IGCT-Technologie für die Hochleistungselektronik

Verfügbarkeit und Produktivität

- 72 Grid4EU**
Grundlagen für die Entwicklung der Stromnetze von morgen
- 79 Roboter in der Cloud**
Intelligente Roboter nutzen das Internet der Dinge, Dienstleistungen und Menschen von der Peripherie bis zur Cloud
- 84 Eine gemeinsame Zukunft**
Integration von erneuerbaren Energien in Mikronetze

Index

- 90 Index 2016**
Das Jahr auf einen Blick

Transport & Verkehr



Bazmi Husain

Liebe Leserin, lieber Leser,

Prognosen gehen davon aus, dass der Anteil der in Städten lebenden Menschen von 54 % im Jahr 2014 bis zum Jahr 2050 auf 66 % ansteigen wird. Das unaufhörliche Wachstum der Ballungsgebiete bringt zahlreiche gesellschaftliche und ökologische Herausforderungen mit sich, zu denen nicht zuletzt auch das Verkehrsaufkommen gehört. Angesichts steigender Einwohnerzahlen und zunehmendem Wohlstand konkurrieren immer mehr Fahrzeuge um den begrenzten Platz auf den Straßen und tragen zur Verschmutzung der Städte bei. Auf lokaler Ebene können sich die Emissionen von Fahrzeugen negativ auf die Gesundheit und die Lebensqualität der Menschen auswirken. Auf globaler Ebene macht das Transport- und Verkehrswesen rund ein Viertel der vom Menschen verursachten CO₂-Emissionen aus. Immer mehr Regierungen haben diese Herausforderungen erkannt und implementieren Maßnahmen, um den Verkehr umweltfreundlicher zu gestalten.

Ein weiteres Problem des Verkehrswesens neben der Verschmutzung sind Staus und Überlastung. Diese sind nicht nur lästig, sondern stellen auch ein wirtschaftliches Problem dar, da produktive Zeit verloren geht und die Lieferung von Waren blockiert wird.

Zum Glück gibt es viele Möglichkeiten, diesen Herausforderungen zu begegnen, angefangen von Hybrid- oder Elektrofahrzeugen bis hin zu Metros mit hoher Kapazität.

Die Elektrifizierung und Energieeffizienz solcher Entwicklungen sind zentrale Elemente des ABB-Portfolios. Doch die Fähigkeiten unseres Unternehmens reichen noch weiter. So ist ABB z. B. führend in der Digitalisierung, die es Anlagen und Systemen ermöglicht, Daten auszutauschen, effektiver zu arbeiten und aus der Ferne gewartet und diagnostiziert zu werden.

Weitere Bereiche, mit denen das Unternehmen vielleicht weniger in Verbindung gebracht wird, sind die Schifffahrt, die Bereitstellung von Serviceleistungen und das Laden von Elektrofahrzeugen. Letzteres beinhaltet auch das Ultra-Schnellladen von Elektrobussen. Dabei werden die Batterien des Busses an Haltepunkten entlang der Fahrstrecke automatisch nachgeladen. Das reduziert das Gewicht der Batterien und macht das System wirtschaftlich konkurrenzfähiger. Nach einer erfolgreichen Testphase hat ABB kürzlich den Auftrag zur Bereitstellung der Ladetechnik für das weltweit erste kommerzielle Busprojekt mit Ultra-Schnellladung in der Stadt Genf erhalten.

Ich hoffe, die vorliegende Ausgabe der ABB Review vermittelt Ihnen einen Einblick in die Herausforderungen der Elektromobilität und weckt Ihr Interesse am Beitrag von ABB zur fortlaufenden Entwicklung auf diesem Gebiet.

Bazmi Husain
Chief Technology Officer
ABB Group





Städte unter Strom

Argumente für die Elektrifizierung des öffentlichen Personennahverkehrs

TIMOTHY PATEY, RETO FLUECKIGER, ALESSANDRO ZANARINI, JAN POLAND, DAVID SEGBERS, PHILIPPE NOISSETTE, BRUCE WARNER – Eine nachhaltige Stadtentwicklung ist entscheidend für die Zukunft unseres Planeten. Laut Prognosen der UN wird der Anteil der in Städten lebenden Menschen von 54 % im Jahr 2014 bis zum Jahr 2050 auf 66 % steigen [1]. Gleichzeitig soll die Weltbevölkerung auf 9,7 Milliarden anwachsen – Menschen, die Ansprüche an die Mobilität stellen. Schon heute ist der innerstädtische Verkehr Ursache für Überfüllung und Verschmutzung. Nur durch eine stärkere Nachhaltigkeit bei der Verkehrsinfrastruktur können die Städte von morgen ihre Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Lebensqualität sicherstellen.

im Jahr 1992 (Euro I) auf 0,018 g/km im Jahr 2013 (Euro VI) verschärft [6]. Dies hat in den vergangenen 20 Jahren zu einer Verbesserung der Luftqualität geführt, die sich in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Um jedoch die Feinstaubemissionen des öffentlichen Personennahverkehrs gänzlich auf null zu senken, ist eine vollständige Elektrifizierung des Systems erforderlich.

Global gesehen würde eine vollständige Elektrifizierung des öffentlichen Personennahverkehrs gleichzeitig zur Minderung des Klimawandels beitragen (vorausgesetzt, das Stromnetz wird mit einem erheblichen Anteil erneuerbarer Energien betrieben).

Diese kombinierte Forderung nach CO₂-Neutralität und sauberer Luft wird umso dringlicher angesichts der fortschreitenden Urbanisierung und Bevölkerungsentwicklung sowie der Verschärfung der Verkehrsproblematik. Anstatt neue Schnellstraßen zu bauen, setzen Städte zunehmend auf Metros, Straßenbahnen und Elektrobusse.

Mit TOSA in die Zukunft

Die Schweizer Stadt Genf hat bereits einen wichtigen Schritt in Richtung einer vollständigen Elektrifizierung ihres öffentlichen Personennahverkehrsnetzes getan. Die „TOSA“-Buslinie, die zurzeit realisiert wird, ist voll elektrisch und kommt ohne Oberleitungen aus. Da die Batterien durch ultraschnelles Zwischenladen [7] an den Haltepunkten entlang der Fahrstrecke wieder aufgeladen werden, sind keine großen und schweren Batterien notwendig, d. h. es wird Platz und Gewicht eingespart. Außerdem verkürzt sich die Ladezeit am Ende der Fahrtstrecke, was besonders im eng getakteten Betrieb zur Hauptverkehrszeit von Vorteil ist. Das Ultra-Schnellladen erfolgt auf sichere Weise in nur 15–20 s, wenn der Bus sowieso anhält, um Fahrgäste ein- und aussteigen zu lassen. Der Verzicht auf Oberleitungen reduziert nicht nur die optische Beeinträchtigung des Stadtbilds, sondern spart auch Installationskosten, da keine aufwändigen Bauarbeiten notwendig sind. Außerdem ist ein flexiblerer Busbetrieb bei Straßenbauarbeiten möglich. Darüber hinaus sinkt der Wartungsbedarf, der bei einem herkömmlichen Busbetrieb mit Oberleitungsinfrastruktur einen erheblichen Teil der Betriebskosten ausmacht. Der TOSA-Bus und insbesondere seine Batterien werden im folgenden Artikel dieses Hefts näher betrachtet.

Mithilfe der TOSA-Technologie können dieselgetriebene Busflotten durch elekt-

risch betriebene Busse ersetzt werden, ohne dass dafür Oberleitungen installiert werden müssen. Wie die Tests in Genf gezeigt haben, ist die Technologie schon heute realisierbar.

TOSA ist nur ein Beispiel für das, was ABB zu bieten hat. Das Angebot des Unternehmens für die Elektrifizierung öffentlicher Verkehrsmittel umfasst sowohl die Ausrüstung an Bord der Fahrzeuge als auch die Ladeinfrastruktur entlang der Strecke. Eine verstärkte Elektrifizierung – ganz gleich in welcher Form – ist entscheidend für die Reduzierung der Emissionen und das Erreichen der CO₂-Neutralität bei allen Verkehrsmitteln. Einige Beispiele hierfür werden in dieser Ausgabe der ABB Review vorgestellt.

Timothy Patey

Reto Flueckiger

Jan Poland

Alessandro Zanarini

ABB Corporate Research

Baden-Dättwil, Schweiz

timothy.patey@ch.abb.com

reto.flueckiger@ch.abb.com

jan.poland@ch.abb.com

alessandro.zanarini@ch.abb.com

David Segbers

ABB Discrete Automation & Motion

Turgi, Schweiz

david.segbers@ch.abb.com

Philippe Noisette

Bruce Warner

ABB Power Grids

Genf, Schweiz

philippe.noisette@ch.abb.com

bruce.warner@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] „World Population Prospects“ United Nations, 2014
- [2] „Transport, Energy and CO₂: Moving toward Sustainability“. International Energy Agency, 2009
- [3] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Report of the Conference of the Parties on its Fifteenth Session held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009. Part Two: „Action taken by the Conference of the Parties at its Fifteenth Session“. United Nations Climate Change Conf. Report 43, 2009
- [4] Meinshausen, M. et al. (2009): „Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C“. Nature 458(7242), S. 1158–1162
- [5] McGlade, C., Ekins, P. (2015): „The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C“. Nature 517(7533), S. 187–190
- [6] „Exhaust emissions of transit buses“. EMBARQ, 2015
- [7] TOSA (Trolleybus Optimisation Systeme Alimentation) 2013

Fast ein Viertel der weltweiten CO₂-Emissionen wird heute durch den Verkehr verursacht [2]. Durch Abkommen wie das Kyoto-Protokoll (1997), das Übereinkommen von Kopenhagen (2009) und das Pariser Abkommen (2016) wird versucht, dem Klimawandel entgegenzuwirken. Politiker sind sich einig, dass die weltweite Durchschnittstemperatur den vorindustriellen Wert um nicht mehr als 2 % übersteigen darf [3]. Um sicherzustellen, dass die globale Erwärmung mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % bis zum Ende des 21. Jahrhunderts unter diesem Wert bleibt, ist eine Begrenzung der CO₂-Emissionen zwischen 2011 und 2050 auf 1.100 Gigatonnen erforderlich [4].

Die Herausforderung ist riesig. Die potenziellen CO₂-Emissionen, die durch die Verbrennung vorhandener fossiler Brennstoffreserven entstünden, würden diese Grenze um mehr als das Dreifache übersteigen [5]. Mit anderen Worten, wirksame Strategien zur Minderung des Klimawandels sind dringend notwendig.

Auf lokaler Ebene sorgt der Wunsch vieler Städte nach sauberer Luft für Veränderungen. So hat die Europäische Union die Richtlinien für Feinstaubemissionen von öffentlichen Verkehrsmitteln von 0,648 g/km

Titelbild

Die Elektrifizierung von Verkehrssystemen trägt sowohl zur Verbesserung der Luftqualität in Städten als auch zur Reduzierung von CO₂-Emissionen bei.



Laden wie der Blitz

Optimierung von Batterien für einen Schnellladebus

TIMOTHY PATEY, RETO FLUECKIGER, JAN POLAND, DAVID SEGBERS, STEFAN WICKI – Mit sechs Trolleybus- und vier Straßenbahnlinien ist die Stadt Genf in der Schweiz im Hinblick auf die Nutzung elektrischer Antriebstechnologien für den öffentlichen Nahverkehr bereits gut aufgestellt. Als einen weiteren Schritt auf dem Weg zu einem CO₂-neutralen öffentlichen Nahverkehrssystem hat die Stadt nun angekündigt, die dieselbetriebenen Busse auf der Linie 23 durch batteriebetriebene Elektrobusse zu ersetzen.

1 TOSA



Einsteigen und Aufladen

Schnellladung als Fahrkarte für einen sauberen Nahverkehr

Die Stadt Genève hat sich für die Anschaffung von 12 voll elektrischen TOSA-Bussen entschieden. Diese werden ab Juli 2016 auf der Linie 23 eingesetzt. Die Busse sind mit einer Schnellladetechnik von ABB ausgestattet, die es ermöglicht, die Batterien in nur 15 Sekunden aufzuladen. Dies ermöglicht es den Bussen, ohne Unterbrechung der Fahrt zu fahren und die Ladezeit an den Haltestellen zu verkürzen. Die TOSA-Busse sind auch mit einer Bordladetechnik ausgestattet, die es ermöglicht, die Batterien während der Fahrt aufzuladen. Dies ermöglicht es den Bussen, die Reichweite zu erhöhen und die Ladezeit an den Haltestellen zu verkürzen. Die TOSA-Busse sind auch mit einer Bordladetechnik ausgestattet, die es ermöglicht, die Batterien während der Fahrt aufzuladen. Dies ermöglicht es den Bussen, die Reichweite zu erhöhen und die Ladezeit an den Haltestellen zu verkürzen.

Die Stadt Genève hat sich für die Anschaffung von 12 voll elektrischen TOSA-Bussen entschieden. Diese werden ab Juli 2016 auf der Linie 23 eingesetzt. Die Busse sind mit einer Schnellladetechnik von ABB ausgestattet, die es ermöglicht, die Batterien in nur 15 Sekunden aufzuladen. Dies ermöglicht es den Bussen, ohne Unterbrechung der Fahrt zu fahren und die Ladezeit an den Haltestellen zu verkürzen. Die TOSA-Busse sind auch mit einer Bordladetechnik ausgestattet, die es ermöglicht, die Batterien während der Fahrt aufzuladen. Dies ermöglicht es den Bussen, die Reichweite zu erhöhen und die Ladezeit an den Haltestellen zu verkürzen. Die TOSA-Busse sind auch mit einer Bordladetechnik ausgestattet, die es ermöglicht, die Batterien während der Fahrt aufzuladen. Dies ermöglicht es den Bussen, die Reichweite zu erhöhen und die Ladezeit an den Haltestellen zu verkürzen.

In der ABB Review 4/2013 erschien ein Artikel über den Test des TOSA-Busses in der Schweizer Stadt Genf.

Nach dem erfolgreichen Abschluss der Testphase entschieden sich die Genfer Verkehrsbetriebe TGP, die Linie 23 entsprechend umzurüsten. Der Auftrag für 12 TOSA-Busse und 13 Ladestationen wurde im Juli 2016 bestätigt. Der Lieferumfang von ABB umfasst Umrichter, Motoren und die Ladestationen.

2 Haltestelle mit Flash-Ladestation. Die Batterien des Busses werden mit einem 15-sekündigen Energieschub von 600 kW geladen.



Vor Kurzem erhielt ABB von den Genfer Verkehrsbetrieben TGP (Transports Publics Genevois) Aufträge in Höhe von über 16 Millionen US-Dollar zur Bereitstellung von elektrischer Schnelllade- und Bordtechnologie für 12 vollelektrische Busse vom Typ TOSA (Trolleybus Optimisation Système Alimentation) → 1. Durch ihren Betrieb ist die Stadt in der Lage, im Vergleich zu den vorhandenen Dieseldieseln rund 1.000 Tonnen CO₂ im Jahr einzusparen.

Der Lieferumfang von ABB umfasst die Bereitstellung von 13 Ultra-Schnellladestationen (sog. Flash-Ladestationen) entlang der Fahrstrecke → 2 sowie drei Terminal- und vier Depot-Ladestationen. Die Verbindungstechnik für die Flash-Ladestationen ist die schnellste der Welt: Der Bus benötigt weniger als eine Sekunde, um sich mit dem Ladepunkt zu verbinden. Anschließend können die Bordbatterien durch einen 15-sekündigen Energieschub von 600 kW geladen werden, wobei die Zeit genutzt wird, die der Bus sowieso an

der Haltestelle verbringt. Eine weitere Ladung von vier bis fünf Minuten am Terminal ermöglicht ein vollständiges Aufladen der Batterien.

ABB-Lösungen für die Elektrifizierung des öffentlichen Nahverkehrs

ABB hat eine modulare Plattform für den elektrischen Antriebsstrang von Stadtbusen entwickelt → 3. Dieser deckt alle E-Bus-Anwendungen vom traditionellen Trolleybus bis hin zu Batteriebusen mit DC-Schnell- bzw. Ultra-Schnellladung ab. Das Herzstück bilden die hocheffizienten wassergekühlten Permanentmagnet-Traktionsmotoren von ABB sowie die äußerst kompakten Traktions- und Hilfsbetriebeumrichter vom Typ BORDLINE CC200 → 4. Der Umrichter ist in der Lage, bis zu zwei Traktionsmotoren und alle zusätzlichen Verbraucher im Bus zu versorgen.

Bei einem Schnellladebus übernimmt der Umrichter auch das Ultraschnell- und Zwischenladen an den Haltestellen sowie das DC-Schnellladen am Ende der Strecke. Bei einem elektrischen Trolleybus wird dieser durch einen doppelt isolierten DC-DC-Eingangsumrichter ergänzt. Durch Hinzufügen einer Batterie zum Antriebsstrang kann der Bus ohne Fahrdrath (Oberleitung) betrieben werden.

Das Laden ist der Knackpunkt

Wie jeder Mobiltelefonnutzer weiß, ist die Verfügbarkeit von Batterieleistung entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Geräts. Das gleiche gilt für einen elektrischen Bus oder eine elektrische Straßenbahn. Jedoch müssen Batterien nach einer bestimmten Zeit und Nutzung ausgetauscht werden. Eine Herausforderung der ABB-Ingenieure besteht darin, diesen Punkt vorherzusagen und Spezifikationen

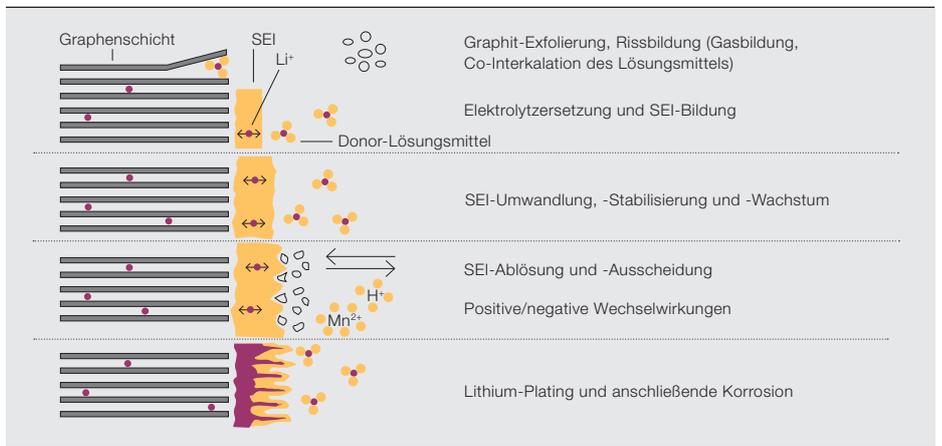
Titelbild

Die Stadt Genf wird eine zurzeit dieseldetriebene Buslinie durch Elektrobusse mit Ultra-Schnellladung ersetzen. Hier erhält der Bus seine 15-sekündige Nachladung an einer Flash-Ladestation, wie sie an 13 Haltepunkten der Linie 23 installiert wird.



Wie jeder Mobiltelefonnutzer weiß, ist die Verfügbarkeit von Batterieleistung entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Geräts.

5 Physikalische und chemische Abbaumechanismen von Graphit in einer Li-Ionen-Batterie¹



Die SEI (Solid Electrolyte Interphase) ist eine passivierende Grenzschicht, die durch Zersetzung des Elektrolyts und damit verbundene Nebenreaktionen entsteht.

zu entwickeln, die die Verfügbarkeit der Leistung über die Produkt- und Systemlebensdauer hinweg sicherstellen.

Ein durch Experimente gestütztes Modell

Eine Batterie „stirbt“, wenn sie nicht mehr in der Lage ist, die erforderliche Leistung für die vorgegebene Zeitdauer zu liefern. Genauer gesagt, die Abnahme der Kapazität (Ah) und die Zunahme des inneren Widerstands (Ω) sind gleichzeitige Prozesse, die die Fähigkeit der Batterie, Leistung bereitzustellen, beeinträchtigen. Die Ursache hierfür ist die chemische und mechanische Zersetzung der Werkstoffe innerhalb der Batterie (Beispiele für den Graphitabbau sind in → 5 dargestellt).

Eine zentrale Herausforderung bei der Batterieintegration liegt in der Vorhersage der Geschwindigkeit, mit der die Batterie altert. Eine Möglichkeit besteht darin, die Batterie

zu testen. Dabei werden die Batterien unter verschiedenen Bedingungen geladen und entladen, um die Abnahme der Kapazität und Zunahme des Widerstands zu bestimmen. Doch diese Methode allein ist nicht in der Lage, alle Anwendungsfälle des Elektrobusses abzudecken. Es gibt einfach zu viele Variablen wie Temperatur, Ladezustand, Zyklentiefe und Stromstärke, die eine Rolle spielen. Der Zeitaufwand und die Zahl der Experimente, die notwendig wären, um alle Anwendungsfälle abzudecken, sind einfach zu groß.

Die Lösung zur Schätzung der Batterielebensdauer besteht in der Erstellung eines Modells auf der Basis experimenteller Ergebnisse und eines grundlegenden Verständnisses der physikalischen und chemischen Vorgänge in der Batterie. Dieser halbempirische Ansatz entspricht dem Stand der Technik für die Modellierung von

Batteriealterung. Er ist besser geeignet als rein physikalische Modelle, die gegenwärtig noch nicht in der Lage sind, die komplexe Interaktion der großen Zahl der beteiligten physikalischen und chemischen Wechselwirkungen hinreichend präzise und mit vertretbarem Aufwand an Rechenzeit zu beschreiben. Andererseits können halbempirische Modelle gegenüber rein empirischen Modellen den experimentellen Aufwand deutlich verringern. Der Schlüssel zur Erstellung eines guten Modells liegt in einer guten Versuchsplanung.

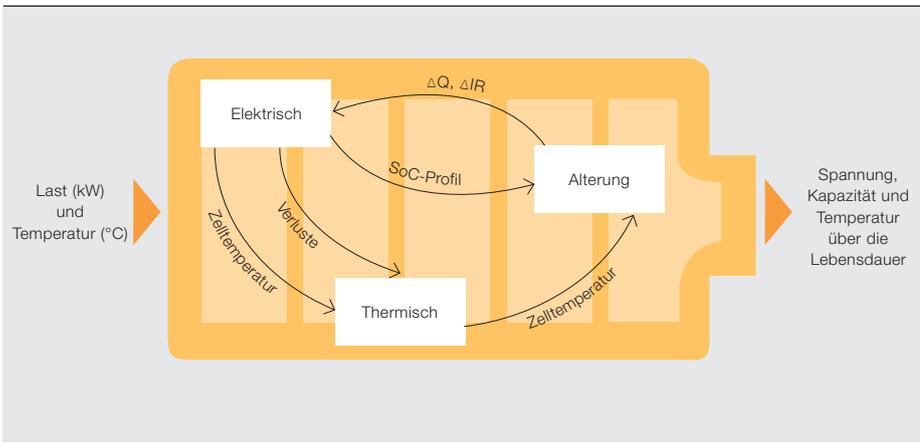
Schritt 1: Die richtigen Experimente

In dieser Phase werden die Temperaturen, der Entladegrad, der Ladezustand und die Stromstärke in einer Reihe von Batterie-

Fußnote

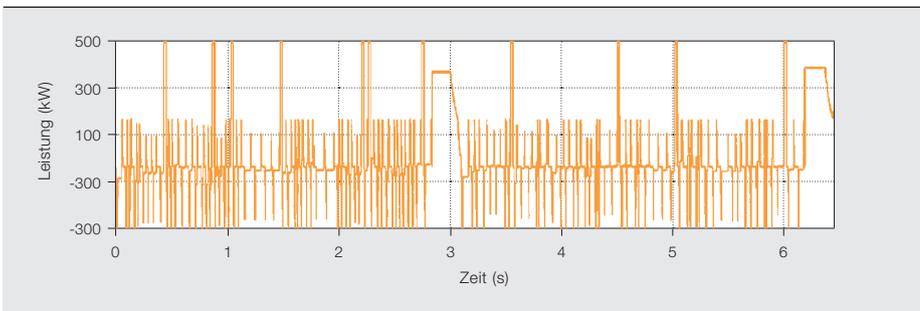
1 Vetter, J. et al (2005): „Ageing mechanisms in lithium-ion batteries“. Journal of Power Sources 147(1–2), S. 269–281

6 Einfache Darstellung eines elektrischen, thermischen und Alterungsmodells für eine Li-Ionen-Batterie



Das Konzept basiert auf dem Zusammenspiel von Variablen zwischen den Modellen: Eine Änderung der Kapazität (ΔQ) und des inneren Widerstand (ΔIR) wirkt sich auf das elektrische Modell aus, was wiederum das Ladezustands-(SoC-)Profil und das Alterungsmodell verändert.

7 Beispiel eines Batterielastprofils für eine Hin- und Rückfahrt auf einer 12 km langen Strecke mit 13 Flash- und zwei Terminal-Ladeabschnitten.



tests variiert. Dabei werden die Abnahme der Kapazität und die Zunahme des Widerstands gemessen. Damit lässt sich später eine Vorhersage treffen, wie sich bestimmte Lade-/Entladeereignisse mit fortschreitender Zeit und Nutzung auf die Alterung der Batterie auswirken. Häufig werden sogenannte beschleunigte Alterungsexperimente durchgeführt, bei denen die Batterien einer größeren Belastung ausgesetzt werden als im Normalbetrieb. Auf diese Weise sind aussagekräftige Messungen der Alterung, die sich unter normalen Bedingungen über Jahre hinzieht, oft schon nach Wochen oder Monaten verfügbar.

Schritt 2: Entwicklung eines elektrischen, thermischen und Alterungsmodells

Der interne elektrische Aufbau einer Lithium-Ionen-Batterie ist komplex, doch die elektrische Reaktion kann mithilfe einer Reihe ohmscher und kapazitiver Komponenten approximiert werden. Temperaturvariation und Alter verändern diese Komponenten, was durch das thermische Modell und das Alterungsmodell beschrieben wird.

Da Elektrobusse Leistungsanwendungen sind, sind ohmsche Verluste (I^2R) für den größten Teil der Energieverluste verantwortlich und bestimmen so die Zellenwand- und Kerntemperaturen der Batterie im Betrieb. Diese Temperaturen sind für die genaue Modellierung des elektrischen Verhaltens und der Alterung von entscheidender Bedeutung.

Das Alterungsmodell quantifiziert die erwartete Kapazitätsabnahme und den Anstieg des Innenwiderstands der Batterie durch den Betrieb basierend auf den Ergebnissen der Alterungsexperimente.

Das daraus resultierende Batteriemodell kombiniert die Modelle des elektrischen, thermischen und Alterungsverhaltens: Aus dem Wechselspiel dieser Modelle lässt sich die zeitliche Veränderung der Kapazität und des Widerstands bei einer bestimmten Last und Temperatur vorherzusagen → 6.

Schritt 3: Verifizierung des Modells

Experimente auf Zellebene unterstützen und verifizieren das Modell mithilfe realisti-

Der Schlüssel zur Erstellung eines guten Modells liegt in einer guten Versuchsplanung.

scher Lastprofile. Dies ist ein iterativer Prozess, der eine weitere Verfeinerung beinhaltet.

Schritt 4: Anwendung des Modells

Ist das Modell erstellt und verifiziert, wird es zu einem wichtigen Werkzeug für die Szenarienanalyse. Die Temperatur, Spannung, Energie und Spitzenleistung einer Batterie – sie alle haben Einfluss auf die Dimensionierung eines Batteriesystems. Auch wenn dieses Verfahren für die Wahl der Batteriegröße nicht allein ausschlaggebend ist, liefert die Modellierung Entscheidungsträgern und Konstrukteuren wichtige Informationen darüber, wie sich Veränderungen in der Batteriegröße und Kühlung auf die Leistungsfähigkeit des Busses auswirken.

Szenarienanalyse

Bei der im Folgenden beschriebenen Szenarienanalyse wird ein 25 t schwerer Gelenkbus mit einer Fahrgastkapazität von 80 Personen betrachtet. Entlang der 12 km langen Fahrstrecke befinden sich 13 Flash-Ladestationen, die 20 s lang eine Leistung von 600 kW abgeben. Am Terminal wird der Bus 4–5 min lang mit 400 kW geladen. Ein typisches Lastprofil eines solchen Busses ist in → 7 dargestellt.

Die Hauptanforderungen an die Batterie dieses Elektrobus sind:

- eine Lebensdauer von mindestens 10 Jahren
- eine minimale Ladespannung von 600 V (passend zur Ladeinfrastruktur und um sicherzustellen, dass genügend Leistung für den Motor und die Hilfssysteme zur Verfügung steht)

8 Drei mögliche Batteriedesigns für eine 12 km lange Strecke (mit Ultra-Schnellladung)

Auslegungskriterien	„Small Energy“	„Strong Cooling“	„Large Energy“
Zellenchemie	LTO	LTO	LTO
Max. zuläss. C-Rate (dauerhaft)	6	6	6
Max. zuläss. C-Rate (für 20 s)	8	8	8
Zellen in Reihe/parallel	314 / 4	314 / 4	375 / 4
Energiegehalt [kWh]	58	58	69
Mindestspannung [V]	630	630	750
Nennleistung (dauerhaft) [kW]	400	400	480
Nennleistung (20 s) [kW]	580	580	690
Batteriegewicht einschl. Kühlsystem (kg)	~ 1600	~ 1600	~ 2000
Kühlmitteltemperatur (°C)	25	15 (aktiv)	25

Die C-Rate ist die Rate, mit der eine Batterie entlädt, wobei 1 C einer vollständigen Entladung in einer Stunde und 10 C 1/10 einer Stunde (d. h. 6 min) entsprechen.

9 Modellberechnung für die drei möglichen Batteriedesigns für eine 12 km lange Strecke (Ultra-Schnellladung). BOL = Lebensdauerbeginn, EOL = Lebensdauerende

	„Small Energy“		„Strong Cooling“		„Large Energy“	
	BOL	EOL	BOL	EOL	BOL	EOL
EOL	-	6 y	-	12 y	-	10 y
Kapazität	100%	83%	100%	80%	100%	80%
Widerstand	100%	200%	100%	170%	100%	185%
Energiegehalt	58 kWh	48 kWh	58 kWh	46 kWh	69 kWh	55 kWh
Spannungsbereich	690 - 850 V	590 - 850 V	690 - 850 V	630 - 850 V	840 - 1010 V	770 - 1010 V
C-Rate Terminal (dauerhaft)	5,3	6,2	5,3	6	5,4	5,6
C-Rate Flash (für 20 s)	8	8,5	8	8,3	6,8	7
Spitzentemp. (Zellkern)	57 °C	86 °C	43 °C	58 °C	44 °C	57 °C
Batteriewirkungsgrad	90%	80%	90%	85%	92%	86%

- eine Zelltemperatur von weniger als 60 °C (zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs, da der Elektrolyt bei über 80 °C verdampft)
- eine Ladeleistung von 600 kW für 20 s (für das Ultra-Schnellladen) und von 400 kW für 5 min
- eine Energie von 46 kWh (für eine Fahrt in eine Richtung einschließlich einer Reserve für außergewöhnliche Umstände)

Entsprechende Parameter für drei Konfigurationsszenarien sind in → 8 dargestellt.

Die drei Batterieszenarien wurden mithilfe des elektrischen, thermischen und Alterungsmodells analysiert, um die Lebensdauer der Batterie und ihre Eigenschaften am Lebensdauerende (End Of Life, EOL) vorherzusagen. Das Lebensdauerende entspricht hierbei 80 % der anfänglichen Kapazität bzw. 200 % des anfänglichen Widerstands. Die Ergebnisse der Modellanalyse sind in → 8 dargestellt.

Im Szenario „Small Energy“ wäre eine Ultra-Schnellladung der Batterie mit 600 kW am Lebensdauerende nicht möglich, da dies die Leistungsgrenze des Batteriepakets (mit einer maximalen C-Rate von 8) übersteigt. Die Batterie wäre einige Zeit in der Lage, den Bus nur durch Laden am Terminal zu betreiben, doch die Zunahme des Widerstands wäre zu groß (210 %) und würde schließlich zu einer unsicheren Temperatur (über 80 °C im Zelleninneren) sowie einer Mindestspannung von weniger als 600 V führen, was nicht ausreicht, um den Motor und die Hilfssysteme zu versorgen.

Im Szenario „Strong Cooling“ wäre die Batterie nur für das Laden am Terminal geeignet. Das Ultra-Schnellladen mit 580 kW hingegen übersteigt die Grenzen des Batteriepakets. Die geringere Kühlmitteltemperatur reicht jedoch aus, um über die Lebensdauer der Batterie von 12 Jahren hinweg einen gesunden Span-

nungs- und Temperaturbereich zu gewährleisten. Dies zeigt deutlich, dass die Batterietemperatur für die Leistung des Systems über die Lebensdauer hinweg eine Rolle spielt.

Die Batterie im Szenario „Large Energy“ ist die einzige der drei, die sowohl die Anforderungen des Ultra-Schnellladens als auch des Ladens am Terminal erfüllt. Die zusätzlichen in Reihe geschalteten Zellen sind für das Ultra-Schnellladen notwendig, um die Spannung zu erhöhen und den Strom zu verringern, sodass die Leistungsanforderungen über die Lebensdauer der Batterie hinweg erfüllt werden können. Darüber hinaus gewährleistet diese Konfiguration (375s4p) ein gesundes Temperaturfenster für die gesamte erforderliche Batterielebensdauer von 10 Jahren.

Die Anwendung des Batteriemodells auf diese drei Fälle ist eine einfache Methode, um die Auswirkungen des Batteriedesigns auf die Erhaltung einer zuverlässigen Systemleistung am Lebensdauerende aufzuzeigen. Mithilfe weiterer Designiterationen lässt sich nun die optimale Lösung finden, während die Risiken durch Systemanalysen minimiert werden.

Das Batteriemodell zeigt dem Verkehrsbetrieb außerdem, welche Auswirkungen die Wahl zwischen Ultra-Schnellladen und Laden am Terminal auf das Batteriedesign hat. Die Busbetreiber kennen ihre Städte und deren Bedürfnisse und können am besten entscheiden, ob sich die eine oder andere Ladeart besser eignet. Das Batteriemodell ist ein Unterstützungswerkzeug, das ihnen die Auswirkungen ihrer Systementscheidungen auf das Batteriedesign aufzeigt.

Timothy Patey

Reto Flueckiger

Jan Poland

ABB Corporate Research

Baden-Dättwil, Schweiz

timothy.patey@ch.abb.com

reto.flueckiger@ch.abb.com

jan.poland@ch.abb.com

David Segbers

Stefan Wicki

ABB Discrete Automation & Motion

Turgi, Schweiz

david.segbers@ch.abb.com

stefan.wicki@ch.abb.com



Grüne Aussichten

Der kroatische Nationalpark Krka installiert als erster Nationalpark der Welt Schnellladestationen von ABB

ALEKSANDAR RADOSAVLJEVIC, MERSIHA VELIC HAJDARHODZIC, MICHELLE KIENER – Der Nationalpark Krka in der kroatischen Gespanschaft Šibenik-Knin ist weltberühmt für seine sieben Wasserfälle des Flusses Krka. Darüber hinaus befinden sich auf dem Gebiet des Parks zahlreiche historische und kulturelle Monumente, darunter die Überreste des Wasserkraftwerks Jaruga aus dem Jahr 1895, einem der ältesten Kraftwerke der Welt. Es ging nur zwei Tage nach dem Wechselstrom-Kraft-

werk an den Niagarafällen in Betrieb und war somit das erste Kraftwerk dieser Art in Kroatien und Europa. Zum Schutz der Natur und des Kulturerbes hat der Nationalpark Krka in fünf Elektrofahrzeuge und vier ABB DC-Schnellladestationen vom Typ Terra 53 CJG investiert. Die erste Station ist bereits in Lozovac in der Nähe der Stadt Šibenik und dem Wasserkraftwerk Jaruga in Betrieb.



Auf einer Gesamtfläche von 109 km² beherbergt der Nationalpark Krka (NP Krka) zahlreiche heimische Pflanzen, geomorphologische Formationen und Tierarten. Ziel der Parkleitung ist es, die langfristige Bewahrung dieser Naturschätze sicherzustellen. Ein Aspekt dieser Arbeit ist eine Initiative zur Nutzung von Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen und die Bereitstellung von DC-Schnellladestationen im Park. Die erste Ladestation dieser Art ist bereits in Lozovac in Betrieb → 1. Die nächste wird an einem neuen Informationszentrum in Laškovica oberhalb des Wasserfalls Roški slap installiert, während die übrigen Stationen strategisch an verschiedenen Standorten im Park platziert werden.

Ein noch grünerer Park

Zu den Zielen des NP Krka gehören die Reduzierung von CO₂-Emissionen sowie die Senkung der Lärmbelastung, des Kraftstoffverbrauchs und der Instandhaltungskosten. Um Parkbesuchern die Möglichkeit zu geben, an den Bemühungen zum Schutz der Umwelt teilzuhaben, werden die Ladestationen allen Besu-

chern mit Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehen. An den Stationen können zwei Fahrzeuge gleichzeitig aufgeladen werden, wobei ein Ladevorgang je nach Fahrzeugbatterie zwischen 0,5 und 1,5 Stunden dauert. Für die ABB-Ladestationen stehen internetbasierte Connected Services zur Verfügung, die eine problemlose Anbindung an verschiedene Softwaresysteme und Bezahlplattformen

„Dies ist ein Fortschritt in Sachen Naturschutz, und wir sind besonders stolz, dass sich der Nationalpark Krka dem Green-Line-Projekt angeschlossen hat. Es bietet Schutzgebieten die Möglichkeit, als Modell für die Einführung und breitere Nutzung von Elektrofahrzeugen zu dienen. Wir hoffen, dass sich das Projekt weiterentwickeln wird, um einer größeren Zahl von Bürgern die Möglichkeit zu

bieten, durch den Kauf von Elektrofahrzeugen einen direkten Beitrag zum Umweltschutz zu leisten“, betont Krešimir Šakić, Direktor der Nationalparkverwaltung.

Die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge basiert auf

Die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge basiert auf der modularen Multistandard-DC-Ladestation Terra 53 mit 50 kW und einem, zwei oder drei Ladesteckern.

ermöglichen. Darüber hinaus ist eine Fernüberwachung, -wartung und -aktualisierung der Funktionen möglich. Der Betriebstemperaturbereich der Ladestationen liegt zwischen -35 °C und +50 °C.

Grüne Linie

Die Initiative ist Bestandteil des vom Ministerium für Umwelt- und Naturschutz und dem Fonds für Umweltschutz und Energieeffizienz ins Leben gerufenen „Green Line“-Programms für öffentliche Einrichtungen, die sich um Schutzgebiete, Nationalparks und Naturparks kümmern.

der modularen Multistandard-DC-Ladestation Terra 53 mit 50 kW und einem, zwei oder drei Steckern zum Schnellladen von Elektrofahrzeugen. Die Terra 53 unterstützt verschiedene Ladeprotokolle wie CCS, CHAdeMO und AC-Schnellladestandards und wird dank ihrer Flexibilität individuellen Kundenbedürfnissen gerecht. Die Stationen sind für einen schnellen Ladevorgang ausgelegt und eignen sich ideal für den Einsatz an Tankstellen und in Innenstädten mit hohem Verkehrsaufkommen.

Titelbild

Der Nationalpark Krka liegt in der Gespanschaft Šibenik-Knin und erstreckt sich über eine Gesamtfläche von 109 km².

2 Der NP Krka liegt 18 km nördlich eines der ältesten Wechselstromkraftwerke der Welt und 100 km südlich des Geburtsorts von Nikola Tesla.



Weltpremiere

Die erste Station wurde im September 2016 in Betrieb genommen und ist von besonderer Bedeutung, weil es sich weltweit um die erste ABB-Schnellladestation handelt, die in einem Nationalpark installiert wurde. Außerdem ist der NP Krka einer der ersten Parks in Europa, der Ladestationen für Elektrofahrzeuge installiert.

In der Region haben Premieren Tradition. Der Park liegt nahe der Stadt Šibenik, der ersten Stadt der Welt mit elektrischer Straßenbeleuchtung. Im Jahr 1895 wurden einige Häuser der Stadt elektrifiziert und 340 Straßenlaternen installiert. Ermöglicht wurde dies durch das nahegelegene Wasserkraftwerk Jaruga → 2. Passenderweise befindet sich Smiljan, der Geburtsort von Nikola Tesla, nur 100 km nördlich des Parks.

Bei der Station handelt es sich weltweit um die erste ABB-Schnellladestation, die in einem Nationalpark installiert wurde.

Man kann nur spekulieren, was Tesla beim Anblick der neuen DC-Stationen denken würde. Es ist jedoch schön, sich vorzustellen, dass er das große Ganze sehen würde und die Bemühungen zur Erhaltung des Nationalparks und der Umwelt zu schätzen wüsste. Im NP Krka gibt es keinen „Stromkrieg“ – nur das Bestreben, eine nachhaltige Infrastruktur

bereitzustellen, bei der das leise Summen eines Elektromotors nicht von den sanften Klängen der Natur ablenkt und keine vom Menschen verursachten Emissionen stören.

Die Autoren danken dem Team des NP Krka, insbesondere Krešimir Šakić, Joško Baljkas und Katia Župan.

Aleksandar Radosavljevic

Mersiha Velic Hajdarhodzic

ABB EV Charging Infrastructure

Zagreb, Kroatien

aleksandar.radosavljevic@hr.abb.com

mersiha.velic@hr.abb.com

Michelle Kiener

ABB Review

Baden-Dättwil, Schweiz

michelle.kiener@ch.abb.com



Historischer Rückblick

Spannende Geschichte

Eine lange Tradition in der elektrischen Eisenbahntechnik

NORBERT LANG – Es mag überraschen, dass trotz unterschiedlicher Randbedingungen und Mentalitäten – und lange vor der Globalisierung – die technische Entwicklung in den westlichen Ländern weitgehend parallel verlaufen ist. Dies gilt auch für die Elektrifizierung von Eisenbahnen und die Entwicklung moderner Triebfahrzeuge. Obschon Länder mit reichen Kohlevorkommen und solche mit großen Wasserkraftressourcen ihre Eisenbahnnetze mit unterschiedlichen Motiven vom Dampf- auf den Elektrobetrieb umstellten, verliefen viele Modernisierungsschritte parallel.

- 1890: Eine Vorgängerin der Genfer ABB Sécheron liefert die ersten elektrischen Tramwagen Frankreichs in die Stadt Clermont-Ferrand.
- 1892: Am Mont-Salève bei Genf wird die erste elektrische Zahnradbahn der Welt mit 500 V Gleichstrom gebaut.
- 1894: Die Maschinenfabrik Oerlikon (MFO) liefert erste Elektrotrams nach Zürich.
- 1896: BBC baut Elektrotrams für die Stadt Lugano. Die 1883 gegründete schwedische ABB-Vorgängerin ASEA startet ihre elektrischen Traktionsaktivitäten mit Straßenbahnen.
- 1898: BBC rüstet die Bergbahnen Stansstaad-Engelberg und Zermatt-Gornergrat sowie die Bahn auf das 3.500 m hoch gelegene Jungfraujoch aus.
- 1901: ASEA liefert elektrifizierte Straßenbahnen an die Stadt Stockholm.

und Bergbahnlokomotiven lieferte dieses Unternehmen später den mechanischen Teil (d.h. Kasten, Rahmen und Fahrge- stell) für nahezu alle schweizerischen Elektrolokomotiven. Die beiden Söhne Browns, Charles E. L. und Sidney Brown, befassten sich ebenfalls mit der Ausrüs- tung elektrischer Lokomotiven. Gemein- sam entwarfen sie die erste elektrische Vollbahnlokomotive für die 40 km lange Burgdorf-Thun-Bahn → **Titelbild**. Dabei handelte es sich um eine mit Drehstrom von 40 Hz betriebene Güterzuglokomotive mit zwei fixen Geschwindigkeitsstufen (17,5 und 35 km/h). Das Schalten des geradzahnten Getriebes musste im Stillstand erfolgen. Zwei große Asyn- chronmotoren übertrugen ihre Kraft über eine Blindwelle und Kuppelstangen auf die beiden Achsen. Die Fahrleitungsspan- nung war gesetzlich auf maximal 750 V begrenzt.

1903 elektrifizierte die ABB Sécheron-Vorgängerfirma CIEM (Compagnie de l'Industrie Electrique et Mécanique) die Schmalspurbahn von St-Georges-de-Commiers nach La Mure in Frankreich. Verwendet wurde Gleichstrom mit der damals außerordentlich hohen Spannung von 2.400 V in einem Dreileitersystem mit Doppelfahrleitung. Fast gleichzeitig nah- men die Maschinenfabrik Oerlikon (MFO) und BBC unabhängig voneinander zwei größere Elektrifizierungsprojekte auf Teil- strecken der Schweizerischen Bundes- bahnen (SBB) in Angriff.

MFO: Einphasen-Wechselstrom

Von 1905 bis 1909 erprobte die MFO auf einem Abschnitt der ehemaligen National- bahn zwischen Zürich-Seebach und Wet- tingen (heute S-Bahn) die Elektrifizierung mit Einphasen-Wechselstrom von 15 kV und 15 Hz. Die erste eingesetzte Loko- motive war mit einem rotierenden Umfor- mer und Gleichstrom-Fahrmotoren aus- gestattet → 3. 1905 kam Lokomotive Nr. 2 mit dem gleichen Achsbild (B'B') in Betrieb → 4. In beiden Drehgestellen war ein Einphasen-Reihenschlussmotor mit 180 kW platziert, der über Transformator und Stufenschalter direkt gespeist wurde. (Dies sollte bis zum Aufkommen der Leistungselektronik die Standard-Steu- erungsmethode für Wechselstromlokomoti- ven werden). Der Achsantrieb erfolgte via Zahnradvorgelege, Blindwelle und Kuppelstangen. Die Höchstgeschwindig- keit betrug 60 km/h. Die Motoren nach Patent Behn-Eschenburg mit ausgepräg-

ten Statorpolen und phasenverschobe- nem Wendefeld bewährten sich so gut, dass auch die Umrichterlok entsprechend umgerüstet wurde. Zwischen 1907 und 1909 fuhren alle fahrplanmäßigen Züge

Gerade das elektri- sche Triebfahrzeug, gewissermaßen als harmonischstes und schönstes Mittel von Elektro- technik und Ma- schinenbau, stellt immer wieder neue und äußerst inter- essante konstruk- tive Probleme, die gelöst werden müssen.

Karl Sachs

auf dieser Strecke elektrisch. Da die Fahr- leitungsanordnung über der Gleismitte aufgrund der hohen Spannung untersagt war, wurde der Fahrdraht seitlich an Holz-

Begonnen hat die Elektrifizierung für die meisten Firmen mit der Entwicklung von Straßenbah- nen. Bereits 1890 lieferte eine Vorgängerin der Genfer ABB Sécheron die ersten elektrischen Tramwagen Frank- reichs in die Stadt Clermont-Ferrand → 1. Etwas später wurden die ersten Zahnrad- Bergbahnen für den elektrischen Betrieb konzipiert. 1898 rüstete ein anderes ABB- Vorgängerunternehmen, BBC, mehrere Bergbahnen mit Drehstrom von 40 Hz (später 50 Hz) aus, darunter auch die weltberühmte Jungfraubahn auf das 3.500 m hoch gelegene Jungfraujoch.

Obwohl Nahverkehrssysteme und Berg- bahnen ebenfalls eine gewaltige techni- sche Entwicklung erlebten, konzentriert sich dieser Artikel auf die elektrische Antriebstechnik normalspuriger Haupt- bahnen.

Elektrifizierung mit verschiedenen Bahnstromsystemen

Es ist wenig bekannt, dass Charles Brown senior (1827–1905), der Vater des einen B im Namen ABB, 1871 die Schweizeri- sche Lokomotiv- und Maschinenfabrik (SLM) → 2 gegründet hat. Neben Dampf-

Titelbild

Die erste elektrische Vollbahnlokomotive für die 40 km lange Burgdorf-Thun-Bahn (1899)

3 MFO-Versuchslok Nr. 1 mit rotierendem Umformer und Gleichstrom-Antriebsmotoren



4 MFO-Versuchslok Nr. 2 mit Einphasen-Antriebsmotoren



Walter Boveri sprach sich gegen den Betrieb des Versorgungs- und Bahnstromnetzes mit unterschiedlicher Frequenz aus. Seine Intervention trug dazu bei, dass als Kompromiss die Frequenz $16\frac{2}{3}$ Hz gewählt wurde.

2 Abkürzungen der erwähnten Bahngesellschaften und Herstellerfirmen

ASEA	Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget, Västerås, Schweden (1883–1988), 1988 Fusion mit BBC zu ABB
BBC	Brown, Boveri & Cie. AG, Baden, Schweiz (1891–1987)
BLS	Berner Alpenbahngesellschaft Bern-Lötschberg-Simplon, Spiez, Schweiz
CIEM	Compagnie de l'Industrie Electrique et Mecanique
DB	Deutsche Bahn AG
MFO	Maschinenfabrik Oerlikon AG (1876–1967), übernommen von BBC
ÖBB	Österreichische Bundesbahnen
SAAS	Société Anonyme des Ateliers de Sécheron, Genf, Schweiz (1918–1969), übernommen von BBC
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SLM	Schweizerische Lokomotiv- und Maschinenfabrik, Winterthur (gegr. 1871), 1998 übernommen von Adtranz
SJ	Statens Järnvägar (Schwedische Staatsbahnen, seit 2001 Aktiengesellschaft)

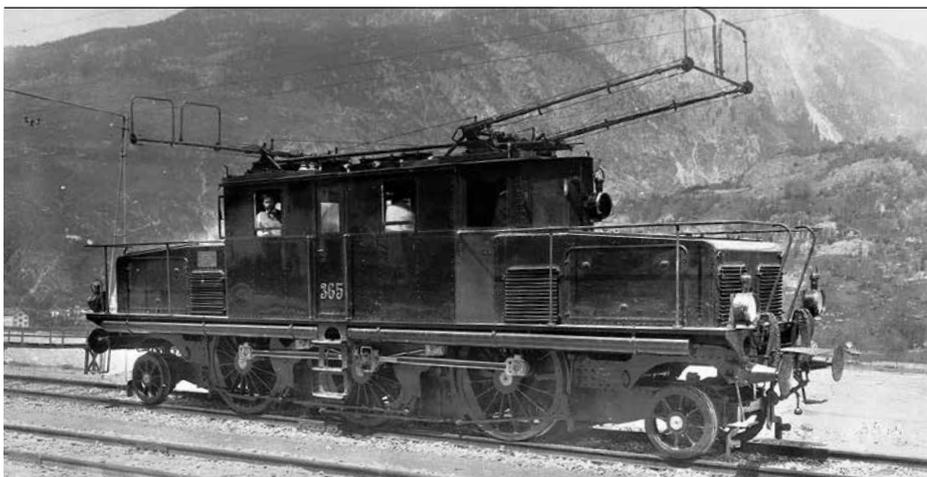
masten befestigt. Gemäß Vereinbarung mit den SBB musste die Fahrleitung nach Abschluss der Testphase wieder entfernt werden. Obwohl die Züge wieder mit Dampfloks verkehrten, bis die Strecke 1942 schließlich elektrifiziert wurde, hatten die beim Probetrieb gewonnenen Erfahrungen weitreichende Konsequenzen.

BBC: elektrischer Betrieb im Simplontunnel

Ende 1905 beschloss BBC den kurz vor der Vollendung stehenden, 20 km langen, einspurigen Simplontunnel durch die Schweizer Alpen zwischen Brig (Schweiz) und Iselle (Italien) auf eigene Kosten und Risiken zu elektrifizieren. Ein Hauptargument war, dass das von den Dampflokomotiven produzierte Kohlenmonoxid bei einer Panne im langen Tunnel eine Gefahr für die Reisenden darstellen könnte. Bis zur Tunneleröffnung blieben gerade einmal sechs Monate. Der verwendete Dreh-

strom von $16\frac{2}{3}$ Hz und 3 kV wurde von jeweils einem Kraftwerk auf jeder Seite des Tunnels geliefert. Das gleiche Stromsystem wurde auch für die oberitalienische Veltlinbahn, die Brenner- und die Giovinlinie sowie für die Strecke entlang der italienischen Riviera verwendet. Der Lokomotivpark umfasste je zwei Lokomotiven vom Typ Ae 3/5 (1'C1') → 5 und Ae 4/4 (0-D-0) mit Asynchronmotoren und Stator-Polumschaltung zur Geschwindigkeitsregulierung. Die tief liegenden, langsam laufenden Motoren trieben die Achsen über mehrteilige Kuppelstangen an. Die Stundenleistung betrug 780 bzw. 1.200 kW bei einer Höchstgeschwindigkeit von 75 km/h. Bis alle Lokomotiven einsatzbereit waren, mussten drei ähnlich gebaute Loks von der Veltlinbahn zugemietet werden.

Schon damals wurde erkannt, dass Asynchronmotoren für Traktionsanwendungen verschiedene Vorteile bieten. Dazu gehö-



ren ihre hohe Robustheit und einfachere Wartung durch das kommutatorlose Design. Nachteilig waren die grobe Geschwindigkeitsabstufung durch die Polumschaltung und die doppelte Fahrleitung, die bei Weichen problematisch war. Daher wurden Drehstrommotoren relativ selten in Traktionsanwendungen eingesetzt, bis diese Nachteile später durch leistungselektronische Umrichter aufgehoben wurden.

1908 übernahmen die SBB die Anlage am Simplontunnel. 1919 wurden zwei weitere Lokomotiven beschafft und die Drehstromstrecke bis nach Sitten verlängert. 1921 war die zweite Tunnelröhre vollendet. Die Drehstrom-Ära am Simplon endete 1930, als die Strecke auf Einphasen-Wechselstrom mit 15 kV/16²/₃ Hz umgebaut wurde → 6.

Elektrifizierung der Lötschbergbahn

Die durch die Berner Alpenbahngesellschaft Bern-Lötschberg-Simplon (BLS) betriebene Bahnstrecke von Thun über Spiez nach Brig hat mit Steigungen von 2,2 bis 2,7 % und Kurvenradien von 300 m einen ausgeprägten Gebirgsbahncharakter. Die BLS hatte von Anfang an die Absicht, die Bahn durch den 1913 vollendeten doppelspurigen Lötschbergtunnel elektrisch zu betreiben. Der erfolgreiche Abschluss des Versuchsbetriebs auf der Strecke Seebach–Wettingen mit Einphasen-Wechselstrom von 15 kV und 15 Hz veranlasste die BLS schon 1910, auch dieses Stromsystem zu wählen. Später wurde die Frequenz auf 16²/₃ Hz angepasst. Damit ebnete die BLS den Weg sowohl für die Elektrifizierung der Gotthardbahn als auch für die Bahnen in

Deutschland, Österreich und Schweden, die ebenfalls dieses Stromsystem übernahmen.

Im Jahr 1910 lieferten die MFO und SLM der BLS einen Lok-Prototyp mit 1.250 kW Leistung und dem Achsbild C-C → 7. Nach erfolgreichen Testfahrten beschaffte die BLS ab 1913 mehrere Lokomotiven des Typs Be 5/7 (1'E1') mit 1.800 kW. Ab 1930 lieferte die Genfer Société Anonyme des Ateliers de Sécheron (SAAS) der BLS sechs Lokomotiven des Typs Ae 6/8 (1'Co)(Co1') mit dem bewährten Einzelachs-Federantrieb. Diese beförderten bis weit in die Nachkriegszeit schwere Personen- und Güterzüge.

Der elektrische Betrieb auf der Gotthardlinie

Unter dem Einfluss der drückenden Kohlenknappheit während des Ersten Weltkriegs beschlossen die SBB 1916, die Gotthardbahn mit dem Stromsystem zu elektrifizieren, das sich bereits auf der Lötschbergstrecke bewährt hatte. Die SBB ermunterten die schweizerische Maschinen- und Elektroindustrie, sich mit Elektrolok-Prototypen um Aufträge zu bewerben. Für die Erzeugung des Bahnstroms wurde unverzüglich mit dem Bau von drei Hochdruck-Speicherkraftwerken (Amsteg, Ritom und Barberine) begonnen.

Der BBC-Mitbegründer Walter Boveri hatte sich vehement gegen den Betrieb des Landesversorgungs- und Bahnstromnetzes mit unterschiedlicher Frequenz ausgesprochen. Boveris Intervention trug unter anderem dazu bei, dass für den Bahnstrom als Kompromiss die Frequenz 16²/₃ Hz (= 50 Hz : 3) gewählt wurde.

Im Jahr 1904 konstituierte sich die „Schweizerische Studienkommission für den elektrischen Bahnbetrieb“, um „die technischen und finanziellen Grundlagen für die Einführung des elektrischen Betriebs auf den schweizerischen Eisenbahnen zu studieren und abzuklären“. In detaillierten Studien wurde die Eignung verschiedener Stromsysteme für den Eisenbahnbetrieb unter Berücksichtigung vorliegender Erfahrungen untersucht, und die Ergebnisse wurden periodisch publiziert. Im Jahr 1912 kam die Kommission zu dem Schluss, dass für die Elektrifizierung des schweizerischen Hauptbahnnetzes Einphasenstrom mit einer Fahrdrachtspannung von 15 kV und einer Frequenz von ca. 15 Hz allen anderen Systemen vorzuziehen sei.

Boveri hatte auch bereits die Idee, auf den Triebfahrzeugen Quecksilberdampfgleichrichter zu installieren, da sich diese bei Industrieanwendungen bestens bewährt hatten. Die voluminösen Quecksilbergefäße wären dem rauen Bahnbetrieb jedoch auf Dauer kaum gewachsen gewesen. Noch war die Zeit für die Umrichtertechnik auf Bahnfahrzeugen nicht reif.

Die Elektrifizierung der Gotthardstrecke schritt so zügig voran, dass praktisch keine Zeit blieb, die probenhalber gelieferten Lokomotiven ausreichend zu testen. Im Hinblick auf die zu erwartenden Liefertermine mussten rasch Bestellungen vergeben werden. BBC/SLM lieferten 40 Reisezuglokomotiven (1'B)(B1') und MFO/SLM 50 Güterzugloks (1'C)(C1'). Beide Fahrzeugtypen verfügten über vier im Rahmen gelagerte Motoren und einen Achsantrieb via Blindwelle und Kuppelstangen. Mit einer Stundenleistung von 1.500 bzw. 1.800 kW und Höchstgeschwindigkeiten von 75 bzw. 65 km/h erfüllten diese Maschinen lange Zeit die in sie gesetzten Erwartungen. Tatsächlich erlangten die Gotthardlokomotiven Kultstatus unter den Schweizer Bahnfahrzeugen. Dies gilt besonders für die 20 m langen Güterzugloks mit zweiteiligem, gelenkig gekuppeltem Rahmen, die sogenannten „Krokodile“ → 8, die fast 60 Jahre lang in Betrieb bleiben. Dieser Loktyp fand zahlreiche Nachbildungen im In- und Ausland und darf noch heute auf keiner repräsentativen Modellbahnanlage fehlen.

Beiträge von Sécheron

1921/22 lieferte das ABB-Vorgängerunternehmen Sécheron sechs Lokomotiven

Die Elektrifizierung der schwedischen Staatsbahnen begann vor dem Ersten Weltkrieg.

7 Versuchslokomotive für die Lötschbergbahn (1910)



des Typs Be 4/7 mit dem Achsbild (1'Bo1')(Bo') für den Betrieb am Gotthard. Diese Maschinen verfügten über vier einzeln angetriebene Achsen mit Westinghouse-Federantrieb → 9. Trotz ihrer guten Laufeigenschaften blieb es bei dieser geringen Stückzahl, da die SBB dem neuartigen Einzelachsantrieb anfänglich misstrauten. Für die Mittellandstrecken bestellten die SBB bei SAAS 26 Personenzugloks vom Typ Ae 3/5 (1'Co1') mit identischem Federantrieb und einer Höchstgeschwindigkeit von 90 km/h. Mit einem Gewicht von 81 t waren diese Maschinen wesentlich leichter als andere

Bauarten. Später kamen noch zehn ähnliche Maschinen (Typ Ae 3/6 III) mit einem zweiachsigen Laufdrehgestell (Achsbild 2'Co1') hinzu. Die drei erwähnten Loktypen wurden allgemein als „Sécheron-Maschinen“ bezeichnet und waren hauptsächlich in der Westschweiz anzutreffen. Einige blieben bis in die frühen 1980er Jahre in Betrieb. Zuletzt waren sie vor allem vor Autozügen durch den Gotthard- und den Lötschbergtunnel im Einsatz.

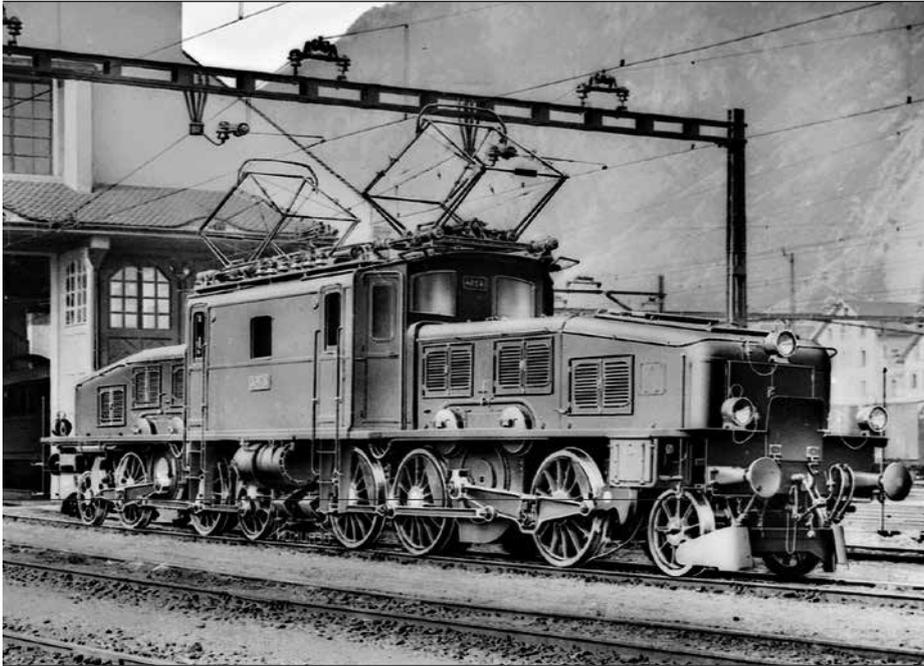
Aktivitäten von ASEA im Bahnsektor

Wie in der Schweiz begann die Elektrifizierung der schwedischen Staatsbahnen vor dem Ersten Weltkrieg. Von 1911 bis 1914 wurde die 120 km lange sogenann-

te Lappland- oder Erzbahn elektrifiziert. Diese diente hauptsächlich zum Transport der in Kiruna abgebauten Magnetiterze zum norwegischen Hafen Narvik, der wegen des Golfstroms ganzjährig eisfrei ist. Schweden besitzt reiche Wasserkraftressourcen. Das Wasserkraftwerk Porjus liefert die Energie für die Bahn, die mit Einphasen-Wechselstrom von 15 kV und 16²/₃ Hz (anfänglich 15 Hz) betrieben wird. Bis 1920 wurde die Elektrifizierung

Die sogenannten „Krokodile“ erlangten Kultstatus unter den Schweizer Lokomotiven.

über Gellivare bis nach Lulea am Bottnischen Meerbusen fortgesetzt. Der norwegische Abschnitt wurde erst 1923 elektrifiziert. Das überquerte Gebirge ist mittelhoch und die Steigungen sind mit 1,0 bis 1,2% wesentlich geringer als bei Schweizer Gebirgsbahnen. Die schweren Erzzüge stellen jedoch hohe Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Lokomotiven. ASEA lieferte den elektrischen Teil für 12 Güterzug-Doppellokomotiven (1'C) (C1') mit Stangenantrieb und einer Leistung von 1.200 kW sowie für zwei Schnellzugloks (2'B2') mit 600 kW, ebenfalls mit Stangenantrieb. Später kamen noch vierachsige D-Güterzugloks mit einer Gesamtleistung von 10.650 kW hinzu, die



meistens in Doppeltraktion führen. 1925 wurde auch die 460 km lange SJ-Hauptstrecke zwischen Stockholm und Göteborg elektrifiziert. Zum Einsatz gelangten Lokomotiven mit dem Achsbild 1'C1' und einer Leistung von 1.200 kW, deren Ausrüstung ebenfalls von ASEA stammte.

Erfolgreicher Einzelachsenantrieb

Nach Aufnahme des elektrischen Betriebs auf der Gotthardstrecke dehnten die SBB die Elektrifizierung des Schienennetzes auf das Schweizer Mittelland und die Juralinien aus. 1927 war der durchgehend elektrische Betrieb vom Bodensee zum Genfer See möglich. Hierzu hatten BBC/SLM die Reisezuglokomotive Ae 3/6 II (2'Co1') mit einem neuartigen Einzelachsenantrieb entwickelt. Das nach seinem Konstrukteur Buchli benannte Antriebskonzept bestand aus einem in einer Ebene wirkenden Doppelhebel-„Kardangelenk“ zwischen dem im Rahmen gelagerten Motor und der dazugehörigen gefederten Antriebsachse → 10. Die SBB nahmen 114 Lokomotiven dieses Typs in Betrieb. Die Konstruktion bewährte sich so gut, dass die anfängliche Geschwindigkeitsbegrenzung von 90 km/h auf 110 km/h hinaufgesetzt werden konnte. Der Lokomotivtyp war ein großer Erfolg für die Schweizer Industrie, und es folgten Exportaufträge und Lizenzabkommen für ähnlich gebaute Lokomotiven aus Deutschland, Tschechien, Frankreich, Spanien und Japan. Insgesamt dürften an die 1.000 Schienenfahrzeuge mit Buchli-Antrieben ausgerüstet worden sein.

Längere und schwerere internationale Züge auf der Gotthard- und der Simplonstrecke führten bald zu einem Bedarf an leistungsfähigeren Mehrzweckloks. Als Weiterentwicklung des oben beschriebenen Typs entstand von 1927 bis 1934 eine Serie von 127 Lokomotiven des Typs Ae 4/7 (2'Do1') mit dem bewährten BBC-Einzelachsenantrieb. Auch wenn ein bekannter Schweizer Designkritiker diesen Maschinen ein „Äffchen-Gesicht“ andichtete, prägten sie jahrzehntelang das Erscheinungsbild der SBB und blieben teilweise bis in die 1990er Jahre in Betrieb.

Nachkriegstrend: Drehgestellloks

Die meisten der bisher beschriebenen Lokomotiven besaßen eine Kombination aus Lauf- und Antriebsachsen – ein Konzept, das vom Dampflokomotivenbau übernommen worden war. 1944 brachen BBC/SLM mit dieser Tradition und lieferten die ersten laufachslosen Hochleistungs-Drehgestelllokomotiven des Typs Ae 4/4 (Bo'Bo') an die BLS, die mit 3.000 kW eine Höchstgeschwindigkeit von 120 km/h erreichten. In der Folge wurden praktisch von allen Bahngesellschaften Drehgestell-Lokomotiven beschafft. Ab 1946 erhielten die SBB 32 Leichtschnellzugloks des Typs Re 4/4 I, denen ab 1963 eine Serie von 174 wesentlich leistungsfähigeren Schnellzugloks der Baureihe Re 4/4 II folgte. Letztere sind noch immer in Betrieb. Bei einem Gewicht von 80 t und einer Leistung von 4.000 kW erreichen sie eine Höchstgeschwindigkeit von 140 km/h.

Konstruktiv entspricht der Einphasen-Wechselstrommotor weitgehend einem Gleichstrommotor. Jedoch ist die Drehzahl- bzw. Leistungsregulierung mit Gleichstrom einfacher.

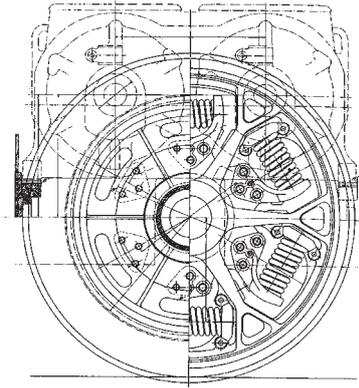
Auch ASEA wandte sich der Entwicklung von Drehgestelloks zu. Die erste Bo'Bo'-Lokomotive vom Typ Ra erschien 1955 → 11. Mit den gesickten Seitenwänden, den Bullaugenfenstern und dem rundlichen „Babygesicht“ orientierte sich das Design an amerikanischen Trends. Analog zu den Schweizer Vorbildern hatte sie pro Drehgestell zwei Triebmotoren. Mit einem Gewicht von nur 60 t erreichte sie eine Höchstgeschwindigkeit von 150 km/h. Diese Loks waren äußerst erfolgreich und blieben bis in die 1980er Jahre im Dienst. 1962 folgten die ersten Gleichrichterlokomotiven vom Typ Rb und 1967 die Thyristorloks vom Typ Rc. Letztere wurden auch nach Österreich geliefert (Typ 1043) und in den USA von General Motors in Lizenz gebaut (Typ AEM-7).

Von der Gleichrichter- zur Umrichtertechnik

Konstruktiv entspricht der Einphasen-Wechselstrommotor weitgehend einem Gleichstrommotor. Jedoch ist die Drehzahl- bzw. Leistungsregulierung mit Gleichstrom einfacher. Während einige Länder sich dazu entschlossen, ihre Hauptbahnnetze mit Gleichstrom und einer Fahrdratspannung von 1.500 oder 3.000 V zu elektrifizieren, wurde in Regionen mit Wechselstromsystemen erwogen, die Lokomotiven mit Gleichrichtern auszurüsten. Einer der Nachteile der Elektrifizierung mit Gleichstrom ist, dass die Fahrdratspannung relativ niedrig sein muss, da keine Transformatoren verwen-

ABB unterhält strategische Beziehungen zu bedeutenden Akteuren auf dem Schienenfahrzeugmarkt und liefert modernste Komponenten für eine Vielzahl von Anwendungen.

9 Einzelachs-Federantrieb Bauart Sécheron

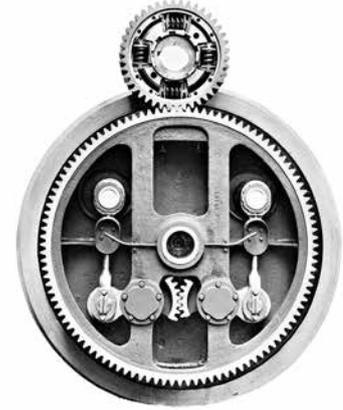


Die Federung trägt zur Entkopplung der Bewegung von Achse und Motor und somit zur Reduzierung des Schienenverschleißes bei.

det werden können. Dies führt zu höheren Leitverlusten, weshalb mehr Unterwerke entlang der Strecke erforderlich sind. Aus diesem Grund waren die Hersteller von Schienenfahrzeugen lange auf der Suche nach Lösungen, um Gleichstromantriebe und Wechselstromelektrifizierung miteinander zu kombinieren (siehe die erste MFO-Lokomotive auf der Strecke Seebach–Wettingen). Erst nach der Entwicklung von vakuumdichten Einanoden-Quecksilberdampfgefäßen (sogenannte Ignitrons oder Excitrons) wurden Gleichrichter-Lokomotiven in größeren Stückzahlen gebaut (vor allem in den USA und in den Ländern des Ostblocks).

Dies änderte sich mit der Halbleiter-Revolution in der Elektronik, als Halbleiterkomponenten auch in Lokomotiven eingesetzt wurden. Zwischen 1965 und 1983 beschaffte die BLS 35 Lokomotiven des Typs Re 4/4, Serie 161 → 12. Anstelle von Einphasen-Fahrmotoren verfügen diese Loks über Wellenstrommotoren. Dabei fließt der Fahrleitungsstrom nach dem Transformator mit Hochspannungsstufenschalter durch ölgekühlte, statische Dioden-Gleichrichter und Glättungsdrosseln zu den Motoren. Die beiden Fahrmotoren pro Drehgestell sind parallel geschaltet, wodurch die Schleudergefahr auf Bergstrecken vermindert wird. Diese Drehgestell-Lokomotiven mit einer Stundenleistung von knapp 5 MW haben sich außerordentlich gut bewährt. Eine Maschine wurde versuchsweise auf Thyristorgleichrichter umgerüstet und auf der österreichischen Semmeringstrecke erfolgreich getestet. Daraufhin bestellten die ÖBB bei

10 Einzelachs Antrieb System Buchli von BBC (BBC 12395)



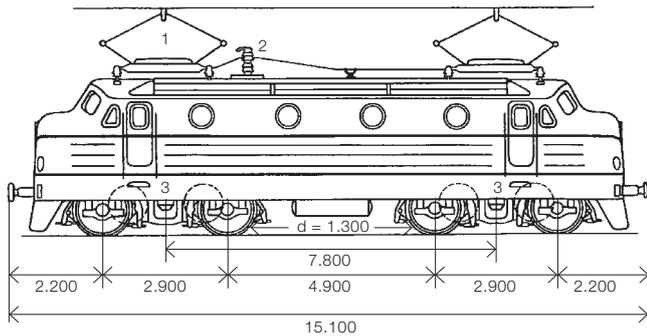
Die Motorwelle ist mit dem oberen und die Achse mit dem unteren Zahnrad verbunden.

ABB in Wien 216 ähnlich gebaute Lokomotiven des Typs 1044.

Die Kombination aus Frequenzumrichter und Asynchronmotoren erwies sich als besonders vorteilhaft. Damit wurde ein weitgehend einheitliches, von der Stromart in der Fahrleitung unabhängiges Antriebskonzept ermöglicht, das sich in gewissem Umfang standardisieren ließ und den Bau von Lokomotiven für internationale Züge erleichterte, die mit unterschiedlichen Spannungen und Frequenzen betrieben werden können. Ferner sind robuste Drehstrom-Asynchronmotoren aufgrund des kommutatorlosen Designs einfacher in der Wartung und zeichnen sich durch eine höhere Leistungsdichte aus, was wiederum den Bau von kleineren bzw. leistungsstärkeren Motoren ermöglicht. Typische Beispiele, an deren Entwicklung BBC bzw. ABB maßgeblich beteiligt waren, sind die E120 der Deutschen Bundesbahn (DB), die Re 4/4 der Bodensee-Toggenburg-Bahn und der Sihltalbahn, die Re 450 und Re 460 der SBB sowie die Re 465 der BLS.

Hochgeschwindigkeitszüge

Zwischen 1989 und 1992 nahm die DB 60 IEC-Züge (Intercity Express) in Betrieb, die auf der Technik der E120 aufbauen. Die Züge verfügen über zwei Triebköpfe mit umrichter gesteuerten Drehstrom-Asynchronmotoren und 11 bis 14 Zwischenwagen. Auf der Neubaustrecke Hamburg–Frankfurt–München erreichte einer dieser Züge auf einer Versuchsfahrt eine Geschwindigkeit von 280 km/h.



1990 lieferte ABB Schweden der SJ den ersten von 20 Hochgeschwindigkeitszügen der Klasse X2000 mit Neigetechnik für den Schnellverkehr zwischen Stockholm und Göteborg. Auch sie sind mit GTO-Thyristor-Umformern und Asynchronmotoren ausgestattet und erreichen eine Höchstgeschwindigkeit von 200 km/h. Inzwischen verkehren diese Züge in Schweden auch auf anderen Strecken und ermöglichen Reisezeitverkürzungen von bis zu 30 %.

Rationalisierung des Eisenbahngeschäfts

Wohl kaum ein anderes Produkt der Maschinen- und Elektroindustrie war für ein breites Publikum so prestigeträchtig wie Eisenbahntriebfahrzeuge. Und obwohl auch Fahrzeuge exportiert wurden, zogen es die meisten Gesellschaften vor, bei einheimischen Herstellern zu kaufen. Dies änderte sich jedoch Ende der 1980er und in den 1990er Jahren. Durch die Vorfertigung montagebereiter Einheiten wurden nicht nur die Durchlaufzeiten erheblich verkürzt, auch die Endmontage kann praktisch überall erfolgen. In Verbindung mit der Liberalisierung der Märkte führte dies in der Industrie zu einem Übergang von der Komplettmontage für einen lokalen Markt zur Komponentenlieferung für einen globalen Markt.

Das ABB-Bahngeschäft in der Gegenwart

Nach dem Zusammenschluss von ASEA und BBC zu ABB wurde der Geschäftsbereich Verkehrssysteme zu einer selbstständigen Gesellschaft innerhalb des Konzerns. 1996 legten ABB und Daimler-Benz ihre Schienenverkehrsaktivitäten

zusammen und firmierten unter dem Namen ABB Daimler-Benz Transportation (Adtranz). 1998 übernahm Adtranz die Schweizer Unternehmen SLM und Schindler Waggon. 1999 trat ABB ihren Adtranz-Anteil an DaimlerChrysler ab, die dann den gesamten Bahnsektor an Bombardier verkauften. ABB baut also heute keine kompletten Lokomotiven mehr, liefert aber weiterhin verschiedene Hochleistungsprodukte für anspruchsvolle Traktionsanwendungen.

Seit 2002 besteht zwischen ABB und dem international tätigen Schweizer Schienenfahrzeughersteller Stadler Rail AG eine enge strategische Zusammenarbeit. Das Unternehmen ist aus einer Produktionsfirma entstanden, die ursprünglich diesel- und batterieelektrische Traktoren für Werkbahnen und Industriegleise hergestellt hat. Heute ist Stadler ein bedeutender internationaler Lieferant von Triebzügen für den Reise- und Pendlerverkehr. Darüber hinaus liefert das Unternehmen Straßenbahnen, Metros und andere Arten von Schienenfahrzeugen an Kunden weltweit. In den letzten Jahren hat ABB neue elektrische Komponenten für unterschiedliche Fahrleitungsspannungen und Frequenzen sowie für diesel-elektrische Antriebe entwickelt. ABB liefert die Transformatoren, Antriebsstromrichter, Bordnetzversorgungen und Batterieladegeräte für Stadler-Züge.

ABB unterhält strategische Beziehungen zu weiteren bedeutenden Akteuren auf dem globalen Schienenfahrzeugmarkt und liefert modernste Komponenten für eine Vielzahl von Anwendungen, die strengsten Standards entsprechen. Ganz

im Geiste ihrer Gründer arbeitet ABB weiterhin an vorderster Front an der Entwicklung innovativer Lösungen für einen sich stets weiterentwickelnden Markt.

Dieser Artikel erschien ursprünglich in der ABB Technik 2/2010 und wurde von der Redaktion der ABB Review anlässlich des diesjährigen Jubiläums aktualisiert.

Norbert Lang

Archivar
ABB Schweiz
nl@norbertlang.ch

Literaturhinweise

- Bugli, Ralph W. (Hrsg.) (1983): „Electrifying Experience. A Brief Account of The ASEA Group of Sweden 1883–1983“
- Haut, F. J. G. (1972): „Die Geschichte der elektrischen Triebfahrzeuge“. Bd. 1
- Huber-Stockar, E. (1928): „Die Elektrifikation der Schweizer Bundesbahnen“
- Machefert-Tassin et al. (1980): „Histoire de la traction électrique“. 2 Bde
- Sachs, K.: „Elektrische Triebfahrzeuge“ (1973). 3 Bde
- Schneeberger, H. (1995): „Die elektrischen und Dieseltriebfahrzeuge der SBB“. Bd. I: Baujahre 1904–1955
- Teich, W. (1987): „BBC-Drehstrom-Antriebstechnik für Schienenfahrzeuge“
- ABB Technik/ABB Review (1988–2016)
- ASEA Journal (engl. Ed.) (1924–1987)
- BBC Mitteilungen (1914–1987)
- BBC Nachrichten (1928–1943, 1950–1987)
- Bulletin Oerlikon (1921–1970)
- Bulletin Sécheron (1929–1972)



Gewichtige Vorteile

Der ABB Effilight®-Traktionstransformator wiegt weniger, erzeugt weniger Verluste und benötigt bis zu 70 % weniger Öl

TOUFANN CHAUDHURI, MARIE-AZELINE FAEDY, STEPHANE ISLER, MICHELLE KIENER – Innerhalb von Europa lässt es sich mit dem Zug bereits schneller reisen als mit dem Flugzeug [1], und im letzten Jahr erreichte ein japanischer Zug auf einer Teststrecke eine Geschwindigkeit von 601 km/h. Dabei legte er 1,77 km in 10,8 s zurück und stellte einen neuen Weltrekord auf. Während Geschwindigkeitsrekorde tolle Schlagzeilen in der Öffentlichkeit geben, spielt das Gewicht des Zuges für die Konstrukteure und Entwickler eine ebenso bedeutende Rolle. Der neue Effilight-Traktionstransformator von ABB ist bis zu 20 % leichter als ein klassischer Traktionstransformator. Investiert man das gesparte Gewicht in entsprechendes Kern- und Wicklungsmaterial, kann er auch um bis zu 50 % effizienter sein, was die Energiekosten für den Betreiber erheblich reduziert. Verliert ein Prominenter Gewicht, verbreitet sich die Nachricht mit Rekordgeschwindigkeit. Bleibt zu hoffen, dass sich der Gewichtsvorteil von Effilight ebenso schnell herum-spricht.

Da Traktionstransformatoren wertvollen Platz im Zug einnehmen und das Gewicht des Zuges erhöhen, ist die Motivation, ihre Größe und ihr Gewicht zu reduzieren, groß. Doch auch die durch die Gesetze der Physik bedingten Einschränkungen sind groß. So muss der Trafokern gewisse Abmessungen besitzen, um das Magnetfeld unterzubringen. Hinzu kommt, dass sich Gewichtsbeschränkungen auf die Effizienz von Traktionstransformatoren auswirken, da die Menge des verbauten Kupfers und Eisens begrenzt werden muss. Bei herkömmlichen, von Lokomotiven gezogenen Zügen ist der schwere Transformator nicht notwendigerweise ein Nachteil, da er zur Adhäsion beiträgt. Die maximale Kraft, die eine Lokomotive zum Ziehen eines Zugs ausüben kann, ohne die Haftung auf den Schienen zu verlieren, wird durch das Gewicht der Lokomotive begrenzt.

Bei modernen Personenzügen geht der Trend jedoch zu Triebzügen, bei denen sich die Traktionsausrüstung nicht in der

Lokomotive konzentriert, sondern über die Länge des Zugs auf die Wagen verteilt ist, in denen auch die Passagiere sitzen [2]. Dies bietet erhebliche Vorteile im Hinblick auf die Adhäsion und Beschleunigung, erfordert aber auch eine sorgfältige Planung der Größe und Platzierung der installierten Transformatoren. Dabei sollten der Raum für den Fahrgast maximiert und die Geräusche minimiert werden.

Bewährte Technologie verbessert

Effilight wurde Anfang 2016 auf dem Markt eingeführt → 1 und im September 2016 auf der InnoTrans öffentlich vorgestellt → **Titelbild**. Der technische Haupt-

Bei dem hybriden Transformator-konzept befindet sich die Wicklung in einem kleinen Ölkessel, während der Kern von Luft umgeben ist.

unterschied zwischen Effilight und einem klassischen Traktionstransformator besteht darin, dass der Aktivteil bei einem klassischen Transformator vollständig in Öl getaucht ist. Das bedeutet, dass das Ölvolumen alles andere als ideal ist und die gesamte Baugruppe durch den gro-

Titelbild

Effilight wurde im September 2016 auf der InnoTrans in Berlin präsentiert.

Binnen drei Jahren wurde das Konzept von der Idee bis zur physischen Testphase weiterentwickelt.

1 Effilight-Traktionstransformator für die Dachmontage



Ben Ölkessel und die damit verbundenen Einschränkungen benachteiligt ist. Für Effilight hat ABB jedoch ein hybrides Transformator-Konzept entwickelt, bei dem sich die Wicklung in einem kleinen Ölkessel befindet, während der Kern von Luft umgeben ist.

Gewichtige Aspekte

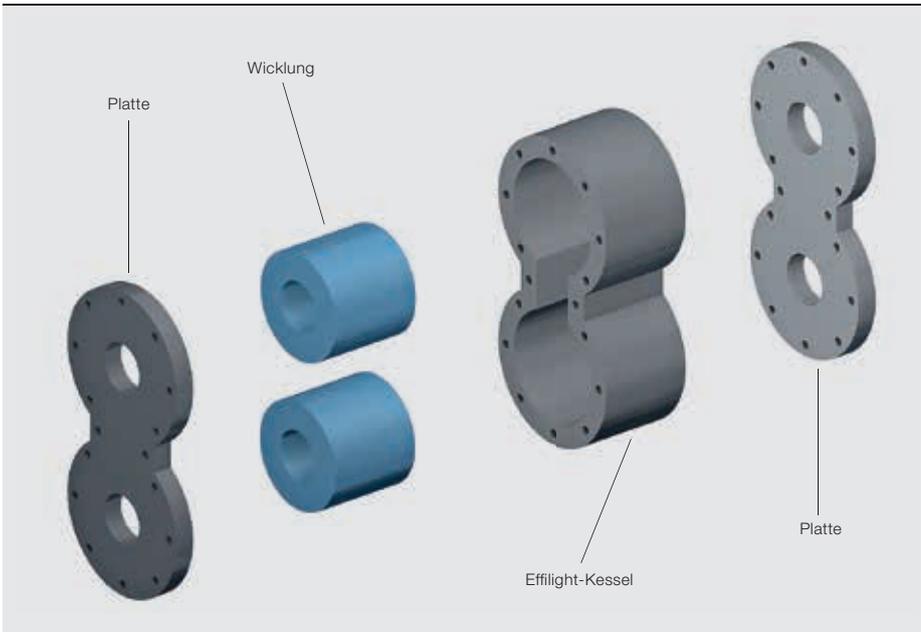
Das Gewicht spielt bei Traktionstransformatoren eine zentrale Rolle. Das zulässige Höchstgewicht wird vom Zughersteller vorgegeben, der wiederum die Achslastvorgaben der Betreiber der Eisenbahninfrastruktur erfüllen muss. Wird das Gewicht überschritten, kann der Zug nicht homologiert und betrieben werden.

Am Anfang der Entwicklung von Effilight stand zunächst der Wunsch, das Gewicht der Ausrüstung zu reduzieren. Über 40.000 in Betrieb befindliche Einheiten stehen stellvertretend für den Erfolg und die Langlebigkeit von ölisolierten ABB-Traktionstransformatoren. Aufbauend auf dieser Erfahrung stellten sich die Forscher bei ABB die Frage, wie das Gewicht der Transformatoren reduziert werden könnte. Im Zuge der Diskussion und Forschungsarbeit begann sich schließlich eine Idee abzuzeichnen: Was wäre, wenn sich nur die Teile im Öl befänden, die auch wirklich von Öl umgeben sein müssen? Es entwickelte sich ein Konzept für eine radikale Umgestaltung des Trafos, und man begann an der Realisierung der Idee zu arbeiten, den Aktivteil vom Kern zu trennen.

Die größten Herausforderungen lagen in der mechanischen Integration, den dielektrischen Beschränkungen und dem Magnetfeld.

Binnen drei Jahren wurde das Konzept von der Idee bis zur physischen Testphase weiterentwickelt. Zunächst wurden kleine Prototypen gebaut und mit fortschreitender Verfeinerung des Konzepts zu großen Prototypen skaliert. Die größten zu bewältigenden Herausforderungen lagen in der mechanischen Integration, den dielektrischen Beschränkungen und dem Magnetfeld.

Der Prototyp wurde einer vollständigen Typprüfung mit zwei Schock- und Schwingungsprüfungen sowie einer Umweltprüfung über einen Zeitraum von mehreren Monaten unterzogen. Darüber hinaus wurde der Trafo täglich regelmäßigen, schnellen Einschalt- und Erwärmungsvorgängen ausgesetzt, wobei er hervorragend abschnitt. Dank der Gewichtseinsparung kann zudem der



Da nur noch die Wicklungen zur Kühlung und Isolierung von Öl umgeben sind, kann die Ölmenge gegenüber einem klassischen Transformator um bis zu 70 % reduziert werden.

3 Efflight-Studienprototyp – Parameter und Einsparungen

Parameter	Prototyp 1,1 MVA – 15 kV	Basistransformator 1,1 MVA – 15 kV	Einsparungen
Gesamtgewicht	3.150 kg	3.450 kg	- 9 %
Verluste (75 °C)	57,2 kW	84,5 kW	- 33 %
Ölgewicht	200 kg	573 kg	- 65 %
Länge	1.944 mm	1.995 mm	-
Breite	2.500 mm	2.524 mm	-
Höhe	851 mm	834 mm	-

Wirkungsgrad des Transformators erhöht werden, da mehr Kupfer eingesetzt werden kann, um den Wicklungswiderstand

Öldicht

Efflight ist ein typisches Beispiel für ein Produkt, das nach seiner Einführung vie-

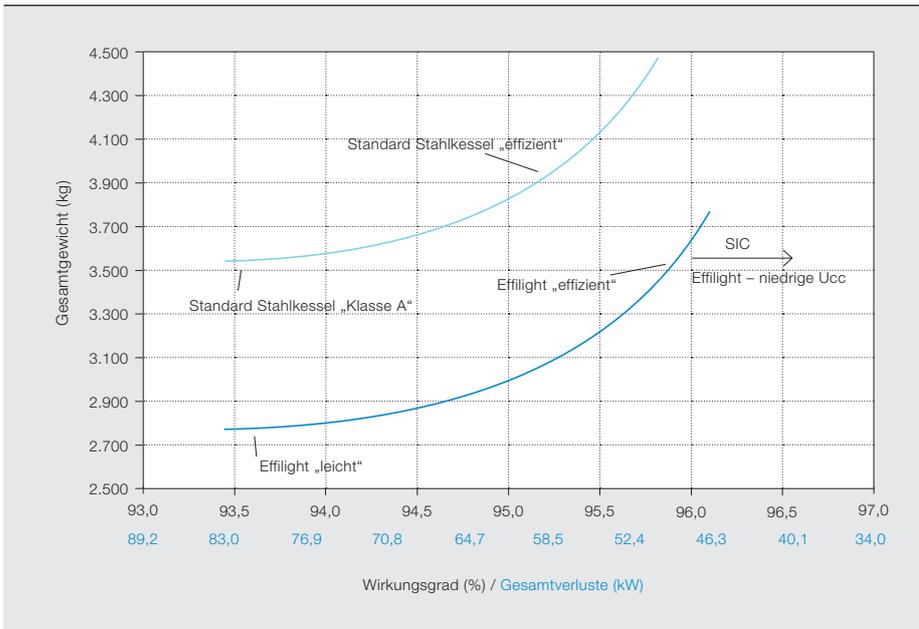
len als unglaublich offensichtliche Lösung erscheint – ein typischer Fall von „na klar, warum ist da keiner früher drauf gekommen?“. Die Antwort ist, wie so häufig, dass die Technik gegenüber der Idee erst einmal aufholen musste. Nachdem die

Es erfolgte eine vollständige Typprüfung mit zwei Schock- und Schwingungsprüfungen sowie eine Umweltprüfung über einen Zeitraum von mehreren Monaten.

zu reduzieren. So können die Verluste des Transformators halbiert werden, ohne dass das Gewicht verändert wird.

Idee, den Kern aus dem Öl herauszuholen, geboren war, bestand die Herausforderung darin, dies in die Realität umzusetzen. Eine wichtige Frage war, wie die

4 Zusammenhang von Gewicht und Wirkungsgrad



Die Wicklungen und die Kapselung des Aktivteils müssen nicht umgestaltet werden, um sie für verschiedene Montagepositionen anzupassen.

„Zelle“ (die Kapselung des Aktivteils) vollständig abgedichtet und gegen Leckagen geschützt werden kann, wenn sich der Kern außerhalb befindet. Die Antwort lag in einer Art „Kessel-in-Kessel“-Konzept, bei dem die Zelle getrennt gekapselt in einem weiteren Gehäuse untergebracht ist → 2. Für die notwendige Dichtigkeit sorgen entsprechende O-Ring-Dichtungen in einer bewährten Lösung.

Da nur noch die Wicklungen zur Kühlung und Isolierung von Öl umgeben sind, kann die Ölmenge gegenüber einem klassischen Transformator um bis zu 70 % reduziert werden. Darüber hinaus bringt der neue Ansatz eine Gewichtsreduzierung von bis zu 20 % mit sich. Das eingesparte Gewicht kann dann in schwerere Wicklungen mit stärkeren Kupferdrähten investiert werden, die den Wirkungsgrad des Transformators um 50 % erhöhen, indem sie die elektrischen Verluste halbieren → 3.

Ein Platz für alles ...

Da bei Hochleistungstransformatoren die Ölmenge nicht so bedeutend ist wie die Menge des verbauten Kupfers oder Stahls, gibt es Fälle, in denen Effilight keinen signifikanten Gewichtsvorteil bietet. Seinen vollen Nutzen erzielt Effilight bei niedrigen Nennleistungen. Der Grund hierfür ist, dass der Füllfaktor (das Verhältnis zwischen dem Gewicht des Kupfers und des Stahls gegenüber dem Gesamtgewicht des Trafos) mit steigender Leistung eher abnimmt → 4–5.

5 Vorteile von Effilight

Leistung	15 kV / 16,7 Hz	25 kV / 50 Hz
1,0 MVA	Bis zu -20 %	–
2,0 MVA	-10 % bis -15 %	-20 %
3,0 MVA	Bis zu -10 %	-15 %
4,0 MVA	–	Bis zu -10 %

5a Durchschnittlicher Gewichtsvorteil

Leistung	15 kV / 16,7 Hz	25 kV / 50 Hz
1,0 MVA	Bis zu +50 %	–
2,0 MVA	+20 % bis +30 %	Bis zu +50 %
3,0 MVA	Bis zu +20 %	+20 % bis +40 %
4,0 MVA	–	Bis zu +20 %

5b Durchschnittlicher Wirkungsgradvorteil

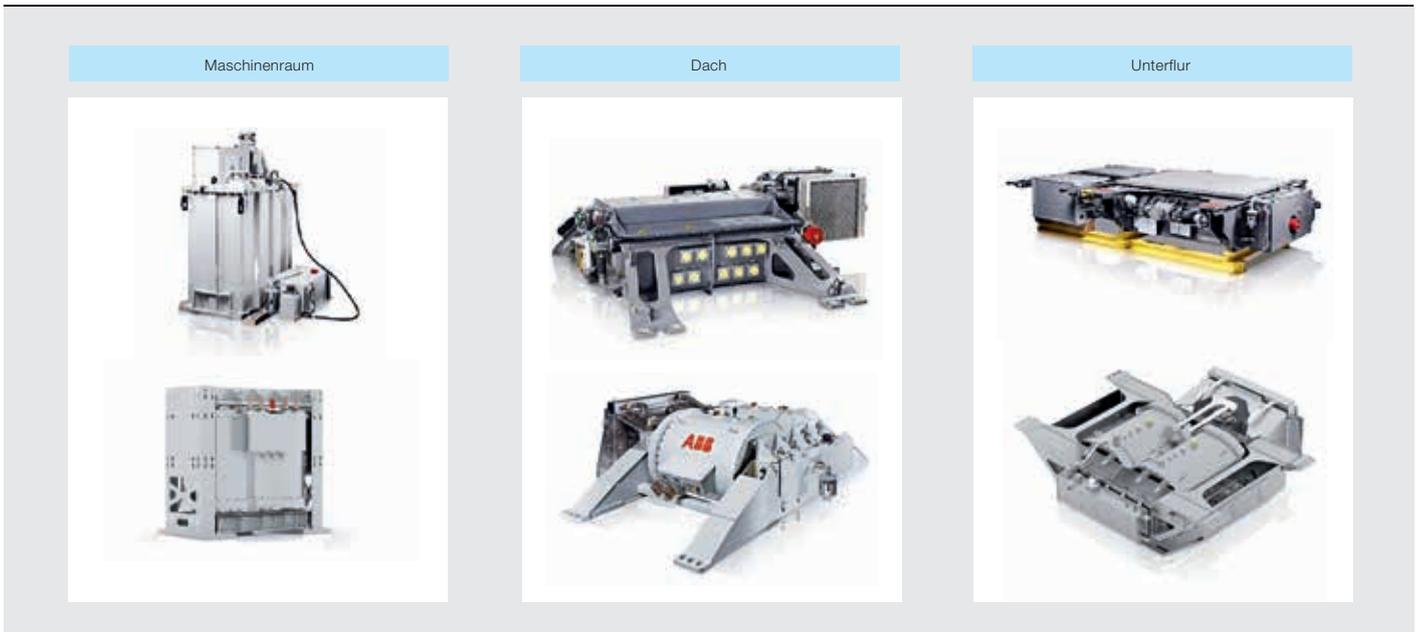
... und alles an seinem Platz

Auch wenn der Prototyp für die Dachmontage gebaut und getestet wurde, ist der Effilight-Traktionstransformator modular konzipiert. Das bedeutet, dass die Wicklungen und die Kapselung des Aktivteils nicht umgestaltet werden müssen, um sie für verschiedene Montagepositionen wie auf dem Dach, unter dem Wagenboden oder im Maschinenraum anzupassen → 6–7. Dies bringt natürlich

Ein vorhandener Trafo kann durch einen Effilight ersetzt werden, ohne vorhandene Wartungs- und Schutzsysteme oder -prozesse zu beeinträchtigen.

Skaleneffekte und Wiederholungsvorteile für Zughersteller und eine vereinfachte Wartung für Zugbetreiber mit sich. So kann eine Vielzahl verschiedener Fahrzeuge mit dem gleichen Transformator ausgestattet werden, was wiederum die Schulungskosten für den Betreiber reduziert.

6 Efflight ist für sämtliche Montagepositionen geeignet.



7 Effiziente Traktionstransformatoren – Technologien und Anwendungen im Vergleich

Parameter	Klassisch	Efflight®
Leichtbauvariante		✓
25-kV-Option	✓	✓
Fahrtwindkühlung möglich		✓
Dachmontage	✓	✓
Maschinenraummontage	✓	✓
Unterflurmontage	✓	✓
Lebensdauer	40 Jahre	40 Jahre

Die Wartungs- und Schutzfunktionen von Efflight sind identisch mit denen klassischer Transformatoren, sodass ein vorhandener Trafo durch einen Efflight ersetzt werden kann, ohne vorhandene Wartungs- und Schutzsysteme oder -prozesse zu beeinträchtigen.

Zukunft auf der Schiene

Heute sind über die Hälfte der Züge weltweit mit Traktionstransformatoren von ABB ausgestattet, und die meisten Zughersteller und -betreiber vertrauen auf die Technik von ABB. Efflight ist das neueste Mitglied dieser illustren Familie. Um die von einem ABB-Transformator erwartete garantierte Lebensdauer von 40 Jahren zu gewährleisten, setzt Efflight weiterhin auf eine Ölisolierung. Durch die erhebliche Gewichtsreduzierung, die mit der Efflight-Technologie

erzielt wird, ermöglicht ABB ihren Kunden eine neue Freiheit, die es bisher nicht gab: die flexible Wahl zwischen Gewichtsreduzierung und Steigerung der Energieeffizienz. So kann die Lösung an spezielle Anforderungen für bestimmte Zugplattformen angepasst werden, indem z. B. das Gewicht um 10 % reduziert und die Effizienz um 20–30 % erhöht wird. Efflight mag noch relativ jung sein, doch seine Zukunft sieht vielversprechend aus. Trotz seines geringen Gewichts ist Efflight in puncto Lebensdauer, Effizienz und Leistungsfähigkeit alles andere als ein Leichtgewicht.

Toufann Chaudhuri
Marie-Azeline Faedy

Stephane Isler

ABB Sécheron SA
Genf, Schweiz
toufann.chaudhuri@ch.abb.com
marie-azeline.faedy@ch.abb.com
stephane.isler@ch.abb.com

Michelle Kiener

ABB Review
Baden-Dättwil, Schweiz
michelle.kiener@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] „It's Quicker to Travel by Train Than Plane in Europe Right Now“. Condé Nast Traveler, 2016. Online verfügbar unter: <http://www.cntraveler.com/stories/2016-04-11/its-quicker-to-travel-by-train-than-plane-in-europe-right-now> (abgerufen am 30.08.2016)
- [2] Claessens, M. et al.: „Kleiner, leichter, effizienter: Ein leistungselektronischer Traktionstransformator (PETT)“. ABB Technik 1/2012, S. 11–17

Effizienz am Berg

Senkung des Energieverbrauchs der Allegra-Züge

BEAT GUGGISBERG, THOMAS HUGGENBERGER, HARALD HEPP – Züge gehören zwar zu den energieeffizientesten Verkehrsmitteln, doch das ist noch lange kein Grund, ihre Effizienz nicht weiter zu verbessern. Ein jüngstes Projekt hat dabei geholfen, die bereits effizienten Allegra-Triebzüge der Rhätischen Bahn noch sparsamer zu machen.

Titelbild

Ein Allegra-Triebzug auf der zum UNESCO-Weltkulturerbe gehörenden Albula-Linie





Im Rahmen des Projekts sollten Möglichkeiten zur Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz untersucht und umgesetzt werden.

1 Die Rhätische Bahn fährt ganzjährig. © 2004 Eduard Kiener



Das Schienennetz der Rhätischen Bahn (RhB) in den Südschweizer Alpen erstreckt sich über eine Länge von 348 km. Die Bahn befördert rund 10 Millionen Fahrgäste im Jahr und verbindet solch beliebte Touristenorte wie Davos, Klosters und St. Moritz. Teile des Streckennetzes mit spektakulären Wendetunneln und eleganten Viadukten gehören zum UNESCO-Weltkulturerbe → **Titelbild**. Neben ihrer Funktion als Touristenbahn sichert die RhB den ganzjährigen lokalen Güter- und Personenverkehr. In einigen Regionen, in denen die Straßen im Winter wegen Schneefalls regelmäßig gesperrt sind, stellt die Bahn das einzige alternative Transportmittel dar.

Im Jahr 2010 begann die RhB die Modernisierung ihrer Flotte mit der Einführung einer neuen Reihe von Triebzügen mit der Bezeichnung „Allegra“. Die 20 von Stadler Rail gebauten Züge sind mit einer kompakten elektrischen Ausrüstung ausgestattet, die u. a. Traktionstransformatoren und -umrichter von ABB umfasst → 2. Die Technik der Allegra-Züge wurde speziell für die langen und schweren Züge sowie das anspruchsvolle Streckennetz der RhB mit seinen engen Kurven, steilen Anstiegen und schwierigen klimatischen Bedingungen ausgelegt.

Wie so häufig in der Technik wurden die Leistungsanforderungen nach den schwierigsten Bedingungen bemessen, die die Züge zu bewältigen haben. So ist z. B. die größte Traktionsleistung gefordert, wenn ein schwerer Zug einen steilen Anstieg überwinden muss. Die meiste Zeit arbeiten die Züge jedoch unter weniger anspruchsvollen Bedingungen (geringere Last, ebene Strecke), was bedeutet, dass die Effizienz unter diesen Bedingungen möglicherweise nicht optimal ist. Also wurde ein Projekt ins Leben gerufen, um Möglichkeiten zur Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz zu untersuchen und umzusetzen.

Motoren

Die von einem Traktionsmotor bereitgestellte Leistung ist das Produkt aus dem magnetischen Fluss und dem drehmomentbildenden Strom im Stator. Beide Faktoren tragen zu Verlusten bei. Da die stromabhängigen Verluste bei hoher Leistung vorherrschen, wird der Motor typischerweise mit maximalem Fluss betrieben und der Strom zur Steuerung der Leistungsabgabe genutzt. Bei niedrigeren Leistungen kann jedoch ein Betrieb mit einem geringeren Fluss effizienter sein. Jedes Drehzahl/Drehmoment-Wertepaar hat ein von den Motorparametern abhängiges Optimum.

DC-Zwischenkreis

Normalerweise wird die Leistungsabgabe eines Traktionsumrichters verändert,

indem die Spannung des Gleichspannungs-Zwischenkreises so konstant wie möglich gehalten und der Ausgangsstrom variiert wird. Da die volle DC-Zwischenkreisspannung tatsächlich nur bei voller Leistung benötigt wird, kann die Spannung beim Betrieb mit geringerer Leistung ruhig auf niedrigere Werte absinken. Daher wurden optimale Werte für verschiedene Szenarien u. a. hinsichtlich Leistung, Zugkraft und Schwankungen in der Fahrdrachtspannung bestimmt. Bei den Berechnungen wurde nicht der Umrichter isoliert betrachtet, sondern es wurden auch die aus den Umrichterschaltmustern resultierenden Verluste im Transformator und in den Motoren berücksichtigt.

Abschalten von Traktionsmotoren

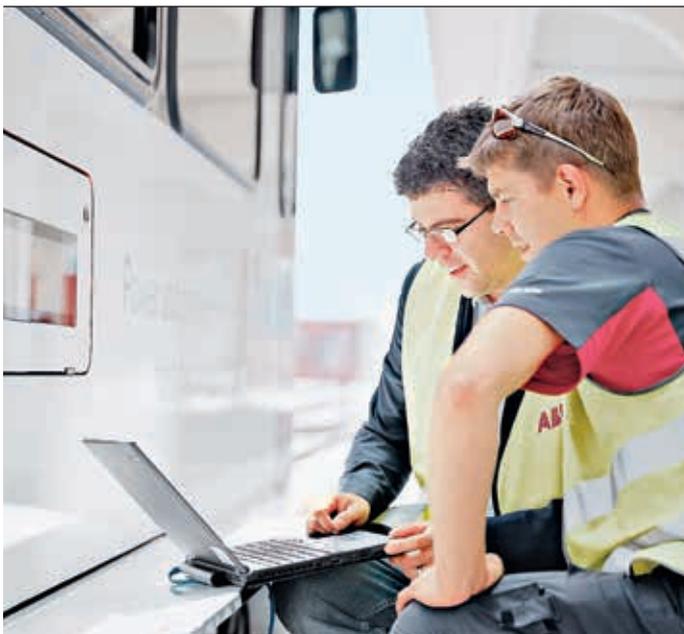
Wenn der Zug mit hoher Leistungsabgabe betrieben werden muss, sind alle Traktionsmotoren erforderlich. Bei einer geringeren Leistungsabgabe ist es jedoch effizienter, eine geringere Zahl von Motoren (und die dazugehörigen Wechselrichter) zu betreiben und die übrigen abzuschalten.

Um angesichts der kurvigen Strecken ein gutes dynamisches Verhalten des Zuges sicherzustellen, wäre es günstiger, wenn stets die gleichen Antriebs- bzw. Bremskräfte auf beide Achsen eines Drehgestells wirkten. Um dies zu erreichen, wurde eine optimierte Regelung eingeführt, die nicht achsweise, sondern drehgestellweise wirkt.

2 Zum 125-jährigen Jubiläum von ABB in der Schweiz wurde einer der Allegra-Züge mit einer Sonderlackierung versehen.



3 Die Veränderungen der Software wurden zwischen September 2014 und September 2015 implementiert.



Implementierung

Die Implementierung der Software betraf sowohl das Steuerungssystem auf Fahrzeugebene als auch den leistungselektronischen Regler (Power Electronic Controller, PEC) für die einzelnen Drehgestelle und die dazugehörigen Traktionsumrichter.

Neben der besseren Nutzung der Traktionsenergie wurden im Rahmen der Maßnahmen auch die Auswirkungen auf die Adhäsion berücksichtigt und entsprechend optimiert.

DC-Elektrifizierung

Der größte Teil des RhB-Streckennetzes ist mit 11 kV/16,7 Hz elektrifiziert. Lediglich die 62 km lange Strecke von St. Moritz nach Tirano (Berninabahn) wird mit 1.000 V Gleichstrom betrieben. Neben einigen ausschließlich für Wechselstrom ausgelegten Allegra-Triebzügen verfügt die RhB auch über Modelle in Zweistromausführung. Die in diesem Artikel beschriebenen Maßnahmen gelten im Wesentlichen für den Wechselstrombetrieb. Der Nutzen auf dem Gleichstromabschnitt ist eher gering, denn die DC-Zwischenkreisspannung kann im Gleichstrombetrieb nicht wie oben beschrieben optimiert werden, da sie direkt vom Fahrdrabt gespeist wird.

Berechnungen haben ergeben, dass eine Umrüstung des Streckenabschnitts auf Wechselstrom zu keiner Verbesse-

rung der Energiebilanz führen würde. Aufgrund der steileren Anstiege auf der Berninalinie (bis zu 7 %) fahren die Züge länger mit voller Leistung, sodass der Spielraum für die Optimierung und echte Einsparungen geringer ausfällt.

Einsparungen

Die Veränderungen der Software wurden zwischen September 2014 und September 2015 vorgenommen und getestet → 3. Die implementierten Softwaremodifikationen haben zu jährlichen Energieeinsparungen von 950 MWh für alle 20 Triebzüge zusammen geführt. Dies entspricht rund 2 % des gesamten Stromverbrauchs der RhB. Ein sichtbares Zeichen dafür, dass die Maßnahmen eine Verbesserung der Effizienz bewirkt haben, ist der beobachtete Rückgang der Motortemperatur im laufenden Betrieb.

Neben den Stromeinsparungen sollte der schonendere Betrieb zudem zu einer Verlängerung der Lebensdauer und Verbesserung der Zuverlässigkeit von Komponenten wie Umrichtern und Motoren, Halbleitern und Isolierungen führen.

Dieser Artikel basiert auf dem Beitrag „Reduktion des Traktionsenergiebedarfs der Allegra-Triebwagen der RhB“ von Markus Meyer, Andreas Heck, German Walch und Matthias Müri, erschienen in der Schweizer Eisenbahn Revue 2/16.

Die Softwaremodifikationen haben zu jährlichen Energieeinsparungen von 950 MWh geführt.

Beat Guggisberg

Thomas Huggenberger

Harald Hepp

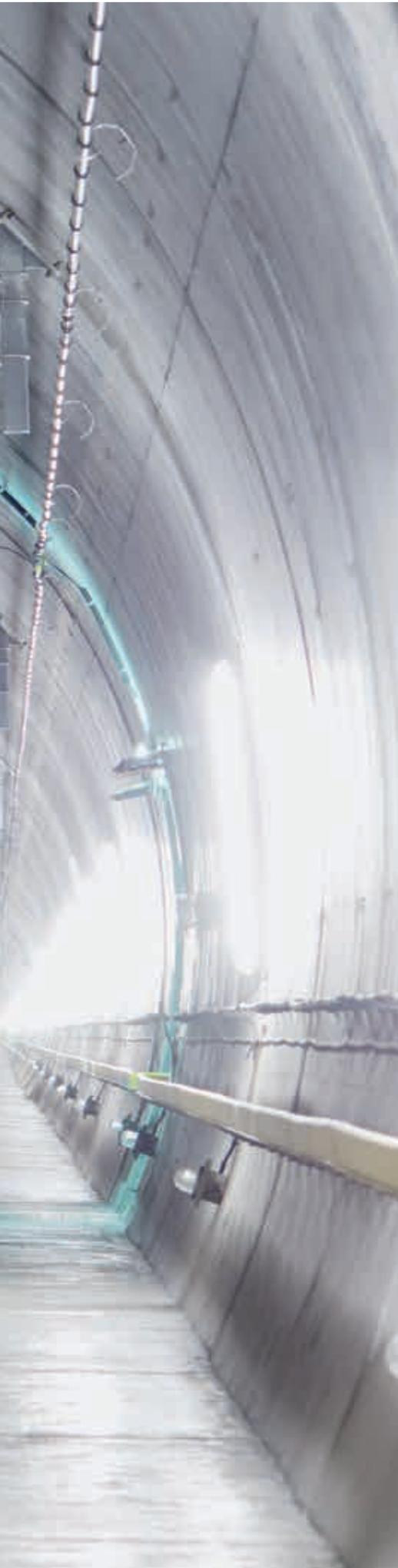
ABB Discrete Automation and Motion
Turgi, Schweiz

beat.guggisberg@ch.abb.com

thomas.huggenberger@ch.abb.com

harald.hepp@ch.abb.com





Spitzenleistung

ABB liefert ZX0 Mittelspannungs-Schaltanlagen und PMA-Kabelschutzlösungen für den Gotthard-Basistunnel

ANDREAS BEINAT, FELIX INGOLD – Nach ersten geologischen Probebohrungen im Jahr 1993 wurde im Juni 2016 der Gotthard-Basistunnel, der längste Eisenbahntunnel der Welt, ein Jahr früher als geplant eröffnet. ABB hat auf vielerlei Weise zu diesem monumentalen Bauwerk beigetragen – z. B. mit der Bereitstellung von über 800 Mittelspannungs-(MS-)Schaltanlagen für die Stromversorgung der Tunnelinfrastruktur und vielen Kilometern robustem PMA-Kabelschutz für die Tunnelbeleuchtung.

Titelbild

Für den sicheren Betrieb des rund 12 Mrd. CHF teuren Gotthard-Basistunnels mit seinen zwei 57 km langen Röhren ist eine intelligente und zuverlässige elektrische Infrastruktur erforderlich.



Nach 20 Jahren Bauzeit wurde im Juni 2016 der längste Eisenbahntunnel der Welt eröffnet. Neben der Erhöhung der Kapazitäten für den Güterverkehr auf der Achse Rotterdam–Basel–Genua ermöglicht der Gotthard-Basistunnel auch im regelmäßigen Personenverkehr eine erhebliche Verkürzung der Reisezeit zwischen dem Norden und dem Süden der Schweiz. Bei vollumfänglichem Betrieb sollen bis zu 250 Züge am Tag den Tunnel passieren → 1. Dass der Tunnel ein Jahr früher als im Jahr 2008 vorgesehen in Betrieb gehen konnte, ist ein Beweis für die professionelle Planung und die Effizienz aller am Projekt Beteiligten.

Damals beauftragte Balfour Beatty Rail ABB mit der Bereitstellung der notwendigen MS-Schaltanlagen zur Versorgung der Infrastruktur des Gotthard-Basistunnels. Die 50-Hz-Technik liefert den Strom für die Klima-, Belüftungs-, Beleuchtungs-, Signal-, Kommunikations- und Sicherungssysteme. Balfour Beatty Rail gehört zum Transtec-Konsortium, das von der Tunnelbauherrin Alptransit Gotthard AG mit der Ausführung der bahntechnischen Anlagen beauftragt wurde.

ABB gelang es, diesen Großauftrag in nur sechs Jahren zu realisieren. Die Anlieferung der letzten Einheiten von ins-

gesamt 875 MS-Schaltanlagen wurde im August 2014 auf dem Installationsplatz bei Schattdorf von Vertretern der beiden Unternehmen Balfour Beatty Rail und ABB gemeinsam gefeiert.

Anpassung an die Bedingungen vor Ort

Alle 325 m verbindet ein Querstollen die beiden Tunnelröhren → 2. In jedem zweiten dieser Verbindungstunnel, die auch als Fluchtwege dienen, sind elektrische Versorgungsanlagen installiert. Hierfür hat ABB gasisolierte Schaltanlagen (GIS) geliefert, die an die schwierigen Bedingungen vor Ort angepasst werden mussten. Eisenbahntunnel sind mit einer Vielzahl von Herausforderungen verbunden, zu denen nicht zuletzt der Feinstaub gehört, der durch Schienen- und Fahrdrabttrieb bei jedem durchfahrenden Zug entsteht.

ZX0 GIS

Angesichts der Bedeutung von Schaltanlagen und Leistungsschaltern für den sicheren und flexiblen Betrieb des Bauwerks musste ABB dafür sorgen, dass die Schaltanlagen die an sie gestellten Anforderungen unter den im Tunnelkomplex herrschenden besonderen Bedingungen erfüllen. Die GIS vom Typ ZX0

erwies sich als die ideale Lösung für den Gotthard-Basistunnel, da ihre modulare und kompakte Bauweise eine unterbrechungsfreie Energieverteilung mit einem Höchstmaß an Zuverlässigkeit gewährleistet. Mit der ZX0 liefert ABB eine Schaltanlage, die nicht nur zuverlässig und wartungsarm, sondern auch einfach zu konfigurieren und bedienen ist.

Die Gasisolierung der ZX0 bringt viele Vorteile mit sich. So bietet sie z. B. ein

Die ABB MS-Schaltanlagen liefern den Strom für die Klima-, Belüftungs-, Beleuchtungs-, Signal-, Kommunikations- und Sicherungssysteme.

Höchstmaß an Sicherheit für das Bahnpersonal, da alle spannungsführenden Teile vollständig berührungsgeschützt sind, d. h. ein versehentlicher Kontakt mit spannungsführenden Teilen ist unmöglich, was einen sicheren Umgang mit der Schaltanlage bei der Installation und Inbetriebnahme gewährleistet. Außerdem ist keine Handhabung von Gas vor Ort erforderlich, da alle MS-Teile vor äußeren Einflüssen geschützt in einem geschlossenen Behälter untergebracht sind und nicht gewartet werden müssen. Dadurch werden die Gefahr von Unfällen und die Gefährdung von Menschen minimiert.



Die ZX0 GIS erwies sich aufgrund ihrer Modularität und Kompaktheit als ideale Lösung für den Tunnel.

Das gasdichte Gehäuse schützt alle Komponenten vor Alterung, was die Betriebskosten reduziert und die ZX0 zu einer kostengünstigen Lösung mit niedrigen Gesamtlebensdauerkosten macht.

Bestens geschützt

Angesichts der besonderen Herausforderungen im Gotthard-Basistunnel wurden Maßnahmen getroffen, um die Integrität der ZX0 zu verbessern. So wurden z. B. die dazugehörigen Steuerschränke gemäß Schutzart IP 65 ausgeführt, d. h. sie sind staubdicht und gegen Wasserstrahlen geschützt. Darüber hinaus sind sie in der Lage, den Druckschwankungen zu widerstehen, die von den vorbeifahrenden Zügen verursacht werden.

Da die Querstollen zwischen den Tunnelröhren auch als Fluchtwege dienen, gelten dort viel strengere Anforderungen hinsichtlich der Störlichtbogenfestigkeit und -sicherheit als z. B. in Bereichen mit beschränktem Zugang. Daher ist die ZX0 mit einem speziellen Druckentlastungssystem ausgestattet, um jegliche Gefährdung von Personen auszuschließen.

Geeignete Überwachung

Für den Schutz, die Steuerung und die Überwachung des Netzes im gesamten Tunnelsystem lieferte ABB 500 Feldsteuer- und Schutzgeräte vom Typ REF542plus. Das REF542plus ermöglicht eine schnelle Fehlerlokalisierung und Übermittlung von Fehlerart und -ort an

das Tunnelleitsystem und sichert so eine stabile, unterbrechungsfreie Energieversorgung.

Die Remote-Services des REF542plus ermöglichen außerdem den Zugriff auf gespeicherte Programme und Schutzdaten aus der Ferne per Ethernet-LAN. Der mehrstufige Distanzschutz des REF542plus sorgt dafür, dass fehlerhafte Teile des Netzes gezielt abgeschaltet werden können. Dank des benutzerfreundlichen Zugangs über einen standardmäßigen Webbrowser kann das Bedienpersonal – natürlich unter den notwendigen Sicherheitsvorkehrungen – von jedem Ort und zu jeder Zeit auf die Feldsteuer- und Schutzgeräte zugreifen.

Zusätzliche Bewegungsfreiheit für das Bedienpersonal bietet die SMS-Funktion des neuen REF542plus. Registriert das Gerät einen Vorfall, kann es eine Textnachricht per SMS an das Mobiltelefon des zuständigen Bedieners senden. Dieser kann sich dann über das Internet bei der Schaltanlage anmelden, auf das REF542plus zugreifen, den Fehler aus der Ferne analysieren und entsprechende Maßnahmen festlegen.

Um das Auftreten von Fehlern in einem Energieverteilungsnetz zu reduzieren, muss die Fehlerhäufigkeit analysiert werden. Hierzu nutzt das REF542plus GPS (Global Positioning System) auf innovative Weise: Anstatt GPS zur Ortsbestimmung zu verwenden, nutzt das REF542plus das präzise Zeitsignal des GPS zur kontinuierlichen Synchronisation seiner integrierten Uhr. Fehler werden mit

Alle spannungsführenden Teile sind vollständig berührungsgeschützt, was einen sicheren Umgang mit der Schaltanlage gewährleistet.

einer Genauigkeit von unter einer Millisekunde mit einem Zeitstempel versehen und zur Analyse an eine zentrale Stelle weitergeleitet. Diese Zeitstempel helfen dann bei der Auswertung der Fehlerursache.

Lieferumfang

Neben den Schaltanlagen lieferte ABB auch die Stromversorgungs- und Antriebssysteme für das Belüftungssystem des Gotthard-Basistunnels. Mit einer Leistung von 15,6 MW handelt es sich hierbei um das stärkste Belüftungssystem der Welt. Die gesamte Lüftungssteuerung – einschließlich der Ansteuerung



Gesucht war ein flexibles, leicht zu installierendes und vollständig geschlossenes Kabelschutzsystem, das den Bedingungen im Tunnel standhalten konnte.

und Regelung der Ventilatoren sowie der Tunnelsensorik und der Brandorterkennung – stammt ebenfalls von ABB. Ein sogenannter Szenariomanager unterstützt für eine Vielzahl vordefinierter Ereignisse die jeweils erforderliche Regelung der Luftwege.

Hohe Anforderungen an die Zuverlässigkeit

Alle bisher beschriebenen Tunnelsysteme sind abhängig von einer zuverlässigen Stromversorgung. In einem solchen langen und tiefen Tunnelsystem herrschen jedoch außergewöhnliche klimatische Bedingungen. So kann die Lufttemperatur über 40 °C betragen, während die regelmäßig durchgeführten Tunnelreinigungsvorgänge die relative Luftfeuchtigkeit auf bis zu 70 % ansteigen lassen. Darüber hinaus müssen alle für den Einsatz in der Tunnelinfrastruktur bestimmten Produkte hervorragende Brandschutzeigenschaften besitzen. Viele der aktuell auf dem Markt verfügbaren Produkte sind jedoch nicht in der Lage, die extrem hohen Ansprüche an die Sicherheit und Zuverlässigkeit zu erfüllen.

Die zum Transtec Gotthard Konsortium gehörige Alpiq Burkhalter Bahntechnik AG wandte sich an PMA (ein Unternehmen des ABB-Konzerns und Marktführer für Kabelschutzsysteme von hoher Qualität) auf der Suche nach einem hochwertigen, umfassenden und durchgängigen Kabelschutzsystem mit hervorragenden Brandschutzeigenschaften (hinsichtlich Brandverhalten, Rauchgasdichte und Toxizität) und einer hohen Systemdichtheit (IP 68 und IP 69K), um den Mitteldruck-Reinigungsvorgängen im Tunnel standzuhalten.

Auch wenn Alpiq Burkhalter Bahntechnik bereits Kabelschutzlösungen von PMA bei anderen Tunnelprojekten eingesetzt hatte, brachte das Gotthard-Projekt

Die dazugehörigen Steuer-schränke wurden gemäß Schutzart IP 65 ausgeführt, d. h. sie sind staubdicht und gegen Wasserstrahlen geschützt.

neue Herausforderungen mit sich. Gesucht war ein flexibles, leicht zu installierendes und vollständig geschlossenes Kabelschutzsystem, das den Bedingungen im Tunnel standhalten konnte.



Kabelschutz aus Polyamid

Hochwertiges, speziell formuliertes Polyamid ist nicht nur äußerst beständig gegen UV-Strahlung und Witterungseinflüsse, sondern auch sehr schlagfest. Produkte aus Polyamid besitzen hervorragende Brandschutzeigenschaften. Im Brandfall sind sie nur schwer entflammbar und weisen eine niedrige Rauchgasdichte und geringe Toxizität auf – äußerst wichtige Aspekte für ein Tunnelprojekt wie dieses.

Zunächst wurden die Produkte an kleineren Installationen unter Brücken und in Stollen umfassend getestet. Die Ergebnisse waren so überzeugend, dass sich Alpiq Burkhälter Bahntechnik dazu entschloss, auch für das weltbekannte Projekt am Gotthard Produkte von PMA einzusetzen.

ABB PMA wurde mit der Lieferung von 21 km VAMLT-Wellrohren sowie mehr als 21.000 BVNZ-Verschraubungen mit Zugentlastung und BFH-0-Systemhaltern für die Beleuchtungsanlage des 57 km langen Eisenbahntunnels beauftragt. Mehr als 10.000 Tunnel-Orientierungsleuchten und 450 Fluchtwegleuchte wurden mit ABB PMA-Kabelschutzprodukten ausgestattet → 3–6.

Ein starkes Tunnelsystem

PMA-Kabelschutzsysteme aus Polyamid besitzen eine hohe mechanische Festigkeit – wie etwa eine hohe Trittschlagfestigkeit – und sind dabei äußerst flexibel. Sie sind korrosionsbeständig und dichten besonders gut gegen Was-

PMA-Kabelschutzsysteme aus Polyamid besitzen eine hohe mechanische Festigkeit, sind äußerst flexibel und korrosionsbeständig und dichten besonders gut gegen Wasser und Staub ab.

ser und Staub ab, was im Gotthard-Basistunnel besonders wichtig ist. Außerdem sind Sie sehr beständig gegen verschiedenste Umwelteinflüsse wie etwa Chemikalien (vor allem Reinigungsmittel) und UV-Strahlung. Auch Nagetiere können ihnen nichts anhaben, und sie eignen sich für einen breiten Betriebstemperaturbereich. ABB PMA-Kabelschutzprodukte zeichnen sich zudem durch eine lange Lebensdauer und einen professionellen Kundenservice aus.

Mit seinem Umfang und seinen beispiellosen technischen Herausforderungen ist das international bekannte Projekt „Gotthard-Basistunnel“ eine erstklassige globale Referenz für die Produkte von ABB.

Andreas Beinat

ABB Medium Voltage Products
Baden, Schweiz
andreas.beinat@ch.abb.com

Felix Ingold

ABB Electrification Products
Uster, Schweiz
felix.ingold@ch.abb.com

Weiterführende Literatur

Jenni, R. et al.: „Eisenbahnland Schweiz: ABB liefert die Energietechnik für die bedeutendsten Eisenbahnprojekte des Landes“. ABB Technik 2/2010, S. 31–34

Rekord- Brecher

Energie-, Antriebs- und Automatisierungstechnik für den modernsten Hafen-Eisbrecher der Welt

ANTHONY BYATT – Um das Maximum an Leistung aus Schiffsmotoren herauszuholen, werden diese mit Turboladern ausgerüstet. ABB bietet eine breite Palette von Turboladerlösungen für Schiffsanwendungen und soll nun den modernsten Hafen-Eisbrecher der Welt, der zurzeit von Vyborg Shipyard in Russland geplant wird, mit dem neuen Turboladersystem Power2 800-M ausstatten.

Titelbild

Die Power2-Turboladerlösung von ABB liefert die Leistung, die Eisbrecher benötigen.





Als sich Sir John Franklin Mitte des 19. Jahrhunderts auf die Suche nach der Nordwestpassage machte, konnte er kaum ahnen, wie stark sich das arktische Meer eis in den folgenden 150 Jahren zurückbilden würde. Heute verkehren regelmäßig Hochseeschiffe auf Routen nördlich von Kanada und Russland. Dadurch hat sich nicht nur die Fahrzeit zwischen dem Atlantik und dem Pazifik nahezu halbiert, die Routen bleiben auch immer länger eisfrei, wodurch sich die Schifffahrtssaison verlängert.

Mit dem erhöhten Schiffsaufkommen steigt auch der Bedarf an Eisbrechern. Bedingt durch die Art ihrer Tätigkeit müssen Eisbrecher solide gebaut sein: Dickes Eis wird in der Regel nicht durch Rammen gebrochen, sondern dadurch, dass sich das Schiff auf das Eis schiebt und es durch sein Gewicht von oben durchbricht. Das Anheben eines Eisbrechers ist keine leichte Aufgabe, denn Eisbrecher besitzen sehr schwere und robuste Innenspannten, die das Schiff verstärken und gegen den Druck des Packeises schützen → 1. Darüber hinaus unterscheidet sich der Rumpf eines Eisbrechers in Stärke, Form und Material von dem eines normalen Schiffs: Der Bug, das Heck und die Wasserlinie sind mit dickem Stahl verstärkt, der sich durch sein besonderes Tieftemperaturver-

halten auszeichnet. Außerdem ist der Rumpf so geformt, dass sich das Schiff leicht auf das Eis schieben kann, um es zu durchbrechen.

Aufgrund dieser besonderen Merkmale ist ein Eisbrecher erheblich schwerer als ein normales hochseetüchtiges Schiff gleicher Größe.

Darüber hinaus sind Eisbrecher wegen der immensen Festigkeit und häufig unvorhersehbaren Beschaffenheit des Eises für eine Vielzahl potenzieller Gefahren ausgerüstet. So kann z. B. Pressluft und erwärmtes Wasser aus dem Schiff unter das Eis gepumpt werden, um das Brechen des Eises zu unterstützen. Ferner kann durch schnelles Umpumpen großer Wassermengen aus den Trimm tanks das Schiff in eine Nickschwingung versetzt werden, um den Druck auf das Eis zu verstärken.

Ohne Frage benötigen Eisbrecher leistungsstarke Motoren. Um die maximale Leistung aus Schiffsmotoren herauszuholen, werden diese mit Turboladern ausgerüstet. ABB bietet eine breite Palette von Turboladerlösungen für Schiffsanwendungen und soll nun den modernsten Hafen-Eisbrecher der Welt, der zurzeit von Vyborg Shipyard in Russland geplant wird, mit Turboladern ausstatten. Darüber hinaus wird ABB auch die Energie- und Automatisierungstechnik für das Schiff liefern.

Die Hauptmaschine wird mit dem Power2 800-M ausgerüstet, dem fortschrittlichsten zweistufigen Turboladersystem der Branche.

Die Hauptmaschine wird mit dem Power2 800-M ausgerüstet, dem fortschrittlichsten zweistufigen Turboladersystem der Branche, das eine besonders effiziente Turboaufladung ermöglicht.

Power2 800-M

Power2 ist die Bezeichnung für das ABB-Turboladersystem mit zweistufiger Aufladung. Die zweite Generation, Power2



800-M, ist die kompakteste Turboladerlösung ihrer Art. Da der Platz im Maschinenraum eines Schiffs begrenzt ist, hat ABB das Turboladersystem äußerst platzsparend konstruiert. So ist das zweistufige System um 20 % kompakter als herkömmliche zweistufige Turboladerlösungen. Eine optimale Raumnutzung ist besonders auf einem Eisbrecher von entscheidender Bedeutung, da durch die extrem stabile Rumpfkonstruktion im Inneren des Schiffs weniger Platz zur Verfügung steht als bei einem vergleichbaren normalen Schiff.

Dank des herausnehmbaren Rotorblocks des Power2 800-M umfasst eine Wartung nur zwei Schritte anstelle der bisherigen sechs, was die Instandhaltung erleichtert und die Ausfallzeiten und Servicekosten senkt.

Im Eisbrecher wird Power2 800-M zur Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und Verbesserung der operativen Flexibilität beitragen. Mit bis zu 60 % weniger NOx-Emissionen reduziert Power2 800-M zudem den Schadstoffausstoß in die Atmosphäre – ein wichtiger Aspekt für den Einsatz in der sauberen Umwelt der Arktis.

Mit einer Niederdruck- und einer Hochdruckstufe ermöglicht Power2 800-M höhere Druckverhältnisse von bis zu 12

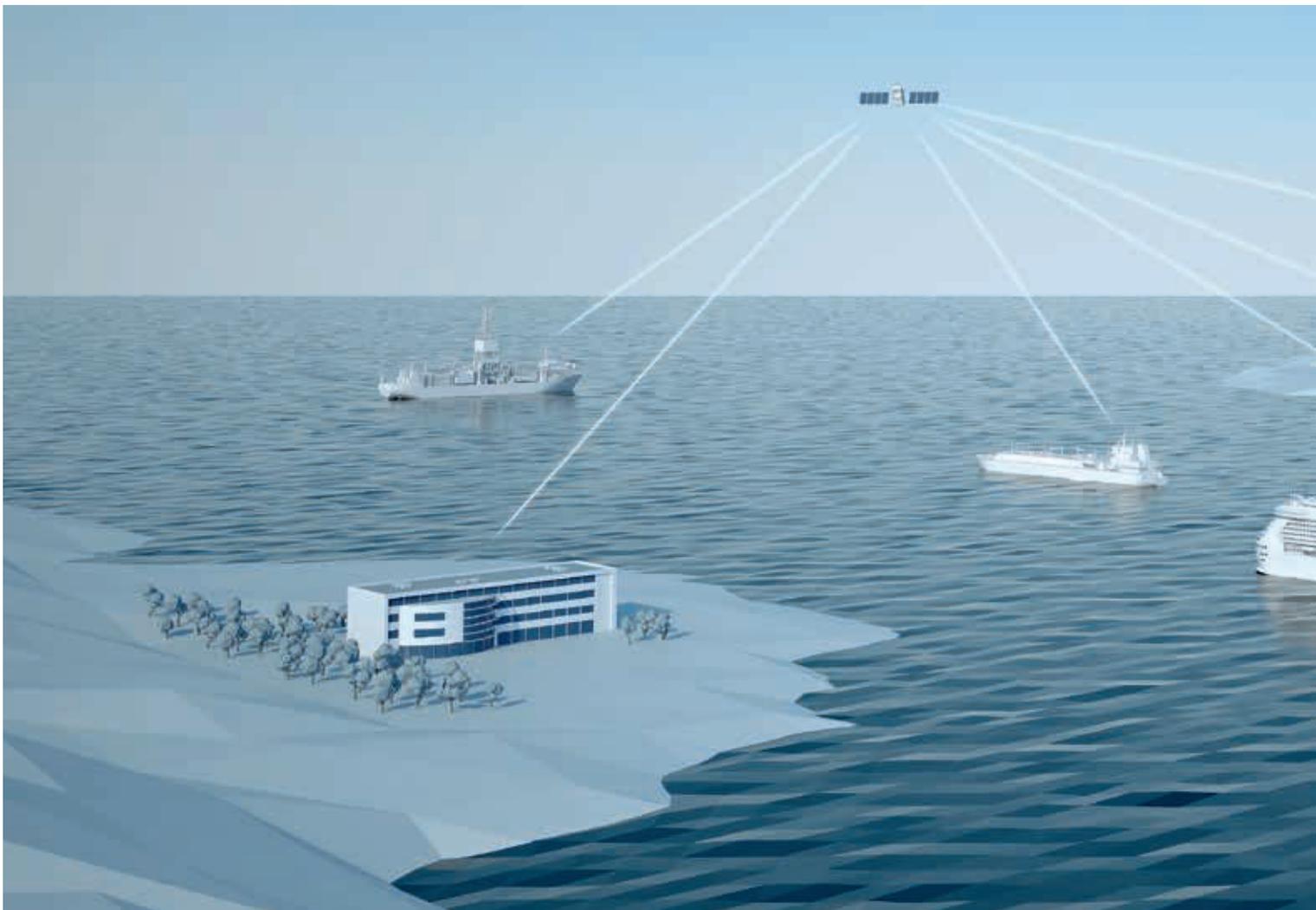
(gegenüber 8 der vorherigen Generation). Während ein einstufiger Turbolader mit einem Wirkungsgrad von etwa 65–70 % arbeiten kann, ist Power2 800-M das einzige zurzeit für Großmotoren erhältliche System, das einen Wirkungsgrad von über 75 % erreicht.

Mit Power2 800-M reagiert ABB auf den Bedarf an neuer Technologie für Schiffsmotoren, die eine durchgängige Leistungsfähigkeit für konventionelle und neue Treibstoffoptionen bietet. Der Einsatz von Power2 800-M im Eisbrecher zeigt, welche Fortschritte in puncto Effizienz und Leistungsdichte heute für Viertakt-Motoren zur Verfügung stehen, die eine große Bandbreite von Lastprofilen abdecken und gleichzeitig neue Anforderungen im Hinblick auf Schadstoffemissionen erfüllen müssen. Nach der Fertigstellung und Inbetriebnahme des neuen Eisbrechers wird Power2 800-M dafür sorgen, dass dem Schiff die notwendige Leistung zur Verfügung steht, um die Gewässer in seinem Einsatzbereich eisfrei zu halten.

Anthony Byatt
Externer Autor

ABB-Kontakt für weitere Informationen:
Magdalena Okopska
magdalena.okopska@ch.abb.com

Power2 800-M ist die kompakteste Turboladerlösung ihrer Art.



Besserer Remote-Service auf See

Ein Konzept für das ABB Kunden- und Serviceportal der nächsten Generation

MARIA RALPH, VERONIKA DOMOVA, PETRA BJÖRNDAL, ELINA VARTIAINEN, GORANKA ZORIC, RICHARD WINDISCHHOFER, CHRISHOPHER GANZ – Der Umfang der Fernautomatisierung, -überwachung und -steuerung hat in vielen Branchen im Laufe der Jahrzehnte kontinuierlich zugenommen. Das Militär, Energieversorger, Kernkraftwerke, Eisenbahnen, Hafenbehörden, Autobahndirektionen, Rettungsdienste, Bergbau, Öl- und Gas, Luft- und Raumfahrt – sie alle gehören zu den intensiven Nutzern von Remote-Technologien und Leitstellen zur Lenkung ihrer Betriebsabläufe, Flotten und Notdienste. Dieser Trend bestätigt eine Entwick-

lung, die Klaus Schwab, Gründer des Weltwirtschaftsforums, als 4. Industrielle Revolution bezeichnet [1] und die eng mit Zuboffs drei Gesetzen verbunden ist: Was automatisiert werden kann, wird automatisiert; was digitalisiert werden kann, wird digitalisiert; was zur Überwachung und Steuerung genutzt werden kann, wird zur Überwachung und Steuerung genutzt. Auf der Grundlage dieses Konzepts ist ABB dabei, intelligentere Lösungen zur effektiveren Unterstützung ihrer Kunden im Bereich der Seefahrt zu entwickeln.



ABB ist dabei, intelligentere Lösungen zur effektiveren Unterstützung ihrer Kunden im Bereich der Seefahrt zu entwickeln.

Traditionell gehörten die Diagnose und Behebung von Problemen bei Kunden im Bereich der Seefahrt zu den Tätigkeiten, die von ABB-Ingenieuren persönlich vor Ort durchgeführt wurden. Doch mit der Einführung von fortschrittlichen Sensoren, Cloud-Diensten und satellitengestützter Kommunikation ist die Diagnose und Fehlerbehebung aus der Ferne mittlerweile zur gängigen Praxis geworden. Dank der Möglichkeit, sich aus der Ferne mit der Ausrüstung an Bord zu verbinden und Daten von dort installierten Sensoren zu erfassen, ist ABB heute in der Lage, ihren Kunden aus dem Schifffahrtssegment eine schnellere Problemlösung zu bieten. Da sie nicht persönlich anreisen müssen, können Ingenieure nicht nur einen, sondern viele Kunden gleichzeitig unterstützen. Das technische Personal des Kunden wird ebenfalls in die Problemlösung einbezogen. Tritt ein

Da sie nicht persönlich anreisen müssen, können Ingenieure mehrere Kunden gleichzeitig unterstützen.

Problem auf, kann in kürzester Zeit ein virtuelles Team aus Experten gebildet werden, um relevante Informationen auszutauschen und die Situation zu bereinigen. So können Schifffahrtskunden ihren Betrieb schneller wieder aufnehmen als in der Vergangenheit.

Die Realisierung dieses Ansatzes zur Unterstützung von Kunden aus der Ferne erfordert sowohl Veränderungen in den Arbeitsweisen als auch eine Verbesserung der Werkzeuge zur Unterstützung der Ingenieure. Zu den Anforderungen

für einen effektiven Support gehören: ein schneller und einfacher Zugang für die Ingenieure zu Kollegen weltweit; eine verbesserte Visualisierung der Kundendaten, um sicherzustellen, dass die Ingenieure einen vollständigen Überblick über das Problem bekommen, und die Bereitstellung des notwendigen Materials für jeden Ingenieur. Um dies sicherzustellen, hat ABB Marine ein cloudbasiertes Flottenportal entwickelt. Dieses bietet aus der Ferne arbeitenden Ingenieuren eine effektivere Möglichkeit, die zur Diagnose und Behebung von Kundenproblemen notwendigen Informationen zu analysieren. Das Portal liefert alle wichtigen Informationen, die die Ingenieure benötigen, um sich einen Überblick über eine bestimmte Situation oder eine Flotte von Betriebsmitteln zu verschaffen, hilft ihnen, Zusammenhänge zu erkennen, und ermöglicht so eine schnellere Lösung von Kundenproblemen.

Titelbild

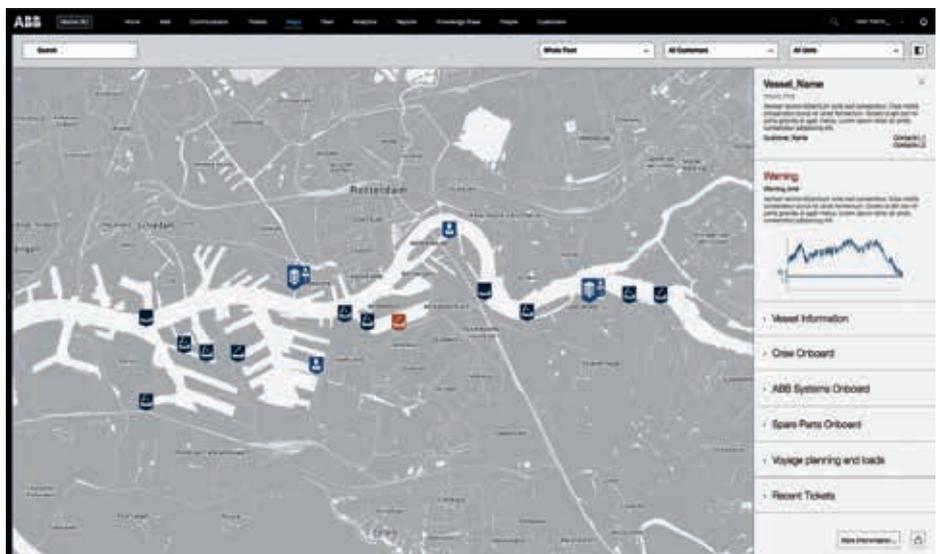
Remote-Konnektivität vom Land zu Schiffen

Das technische Personal des Kunden wird ebenfalls in die Problemlösung einbezogen.

1 Das Dashboard-Tool



2 Das Kartentool



Bedürfnisse von Kunden und Lieferanten

Bei allen Service- und Supporttätigkeiten spielt Zeit eine entscheidende Rolle. Die Fähigkeit zur effizienten Diagnose und Behebung von Problemen mit der Kundenausrüstung steht für die ABB-Supportingenieure im Mittelpunkt. Dazu benötigen sie möglichst effektive Werkzeuge.

Die Entwicklung von effektiven Supportlösungen erfordert ein fundiertes Wissen über die Arbeitsweise von Supportingenieuren. Befragungen und Beobachtungen liefern hier wertvolle Einblicke in die reale Arbeit und helfen dabei, Ziele, Bedürfnisse und Bedenken zu ermitteln. Daraus lassen sich wiederum die Hauptdesignkriterien für die Entwicklung der Lösung für die Mensch-Maschine-Interaktion (MMI) ableiten. Der von ABB entwickelte Prototyp berücksichtigt fol-

gende Ergebnisse von Befragungen und Beobachtungen:

- Bestimmung des Kontexts für die Fehlerbehebung:
 - 1) Um alle möglichen Lösungen zu verstehen, müssen Supportingenieure so viele relevante Informationen über das Problem wie möglich sammeln.
 - 2) Für das technische Personal des Kunden ist es nicht leicht, schnell und einfach Kontextinformationen wie Videoaufnahmen oder Bilder an den zuständigen Supportingenieur zu übermitteln.
 - 3) Für den Supportingenieur ist es nicht leicht, dem technischen Personal an Bord Vorschläge zu unterbreiten.
- Die Informationen sind dezentral. Nicht alle Informationen zur Diagnose und Behebung eines Problems

3 Flottendaten

The screenshot displays a complex dashboard with several data tables. The top table lists vessel details such as 'Vessel Name', 'Company', 'Status', and 'Location'. Below it, there are more tables with columns for 'Vessel ID', 'Company', 'Status', and 'Location'. The interface includes search bars and filters, typical of a professional data management system.

Zusätzlich werden Informationen wie Standorte von lokalen Supportzentren und die Lage von Häfen und Flughäfen angezeigt.

4 Flottendaten – Detailansicht

This screenshot shows a detailed view of a single vessel. It features a large header area with the vessel's name and ID. Below this, there are several sections: a map showing the vessel's location, a list of key data points (like 'Vessel Name', 'Company', 'Status'), and a detailed technical specification table. The table includes columns for 'Vessel Type', 'Capacity', 'Length', and 'Width'. The interface is clean and modern, with a dark sidebar on the left.

befinden sich an einem einzigen, leicht zugänglichen Ort. Daher verbringen Ingenieure viel Zeit mit der Suche nach relevantem Material.

- Die Lokalisierung und Koordination eines Außendienstingenieurs, der entsprechend qualifiziert ist und sich in der Nähe des Kundenschiffs aufhält, kann schwierig sein.

Das Dashboard-Tool bietet Ingenieuren die Möglichkeit, die Darstellung rollenbasiert an die für sie wichtigen Informationen anzupassen → 1. So können die auf dem Dashboard angezeigten Informationen nach Bedarf neu angeordnet, hinzugefügt oder entfernt werden. Darüber hinaus können die dargestellten Informationen nach bestimmten Kunden oder Schiffen gefiltert werden.

Designkonzepte

Auf der Grundlage dieser identifizierten Bedürfnisse wurde der Prototyp eines neuen Flotten- und Service-Koordinationsportals entwickelt, das aus vier Hauptkomponenten besteht: Dashboard-Tool, Kartentool, Flottentool und Analysetool. Der Prototyp wurde unter Verwendung aktueller Webtechnologien wie HTML5, JavaScript, Angular JS, D3.js, Bootstrap, CSS und Google Maps Open API entwickelt.

Das Kartentool stellt dem Nutzer eine interaktive Karte mit schwenk- und zoombarem Kartenausschnitt und der Möglichkeit zum Filtern von Informationen bereit → 2. Die Karte zeigt die Standorte von Schiffen, wobei die einzelnen Schiffe mit Problemen farblich gekennzeichnet sind (z. B. rot, wenn aktive Alarmer vorliegen). So sind die Ingenieure jederzeit über den aktuellen Zustand der von ihnen überwachten Schiffe infor-

Die Fähigkeit zur effizienten Diagnose und Behebung von Problemen mit der Kundenausrüstung steht im Mittelpunkt.

5 Das Analysetool



miert. Beim Heranzoomen eines Schiffes wird eine detailliertere Kartenansicht mit der geplanten Fahrtroute des Schiffs angezeigt. Darüber hinaus werden zusätzliche Informationen wie Standorte von lokalen Supportzentren (in denen Außendienstingenieure verfügbar sind) sowie die Lage von Häfen und Flughäfen angezeigt. Eine Tag-Nacht-Darstellung zeigt außerdem, welche Tageszeit zurzeit auf dem betreffenden Schiff herrscht.

Das Flottentool liefert dem Nutzer detailliertere Informationen zu den überwachten Schiffen. Dabei können Schiffe (durch Filtern oder Sortieren) in bestimmte Kategorien eingeteilt werden, die dann weiter gefiltert werden können (z.B. Schiffe mit aktiven Alarmen). Die Auswahl eines Schiffes aus dieser Liste öffnet eine weitere Seite mit genaueren Angaben zum Schiff wie den an Bord befindlichen Systemen, der Wartungshistorie von Betriebsmitteln, der geplanten Fahrtroute und den an Bord befindlichen Ersatzteilen → 3, 4.

Das Analysetool stellt den Ingenieuren eine individualisierbare Arbeitsumgebung bereit, in der sie die Darstellung der Informationen nach ihren eigenen Bedürfnissen anpassen können. So können Informationen hinzugefügt oder entfernt und Daten auf dem Bildschirm mit Anmerkungen versehen werden. Außerdem kann die Arbeitsumgebung zur Zusammenarbeit mit anderen Serviceingenieuren genutzt werden, um bei schwierigen Fällen zusätzliche Unterstützung einzuholen. Das Analysekonzept bietet den Ingenieuren die Möglichkeit,

tiefer in die Daten einzusteigen und mithilfe von Musterabgleich und Data-Tagging Gemeinsamkeiten und Beziehungen zwischen Schlüsselsignalen zu finden. Dies wiederum ermöglicht einen besseren Datenvergleich und somit fundiertere Entscheidungen → 5.

Bessere Situationseinschätzung

Der entwickelte Prototyp liefert Supportingenieuren einen Gesamteindruck vom Zustand der von ihnen überwachten und unterstützten Schiffe. Dadurch, dass ihnen die richtigen Informationen in einem intuitiven und leicht verständlichen Format bereitgestellt werden, sind sie in der Lage, den aktuellen Zustand eines Schiffes und damit verbundene Probleme schneller und effektiver einzuschätzen.

Außerdem bietet ihnen das System Möglichkeiten zur effektiven Problemidentifizierung sowie kompetente Unterstützung bei der Erfassung des vorliegenden Problems, sodass sie ihre ganze Kompetenz zur raschen Lösung von Kundenproblemen einsetzen können.

Adieu Probleme!

Die Lösung von ABB stellt Supportingenieuren Informationen in einem intuitiven und leicht verständlichen Format bereit und unterstützt sie bei ihrer Entscheidungsfindung. Damit unterstreicht ABB einmal mehr ihr Bestreben, hochwertige Lösungen für Schlüsselbereiche zu entwickeln und Prozesse zu verbessern, um einen optimalen Service zu gewährleisten.

Maria Ralph

Veronika Domova

Petra Björndal

Elina Vartiainen

Goranka Zoric

ABB Corporate Research

Västerås, Schweden

maria.ralph@se.abb.com

veronika.domova@se.abb.com

petra.bjorndal@se.abb.com

elina.vartiainen@se.abb.com

goranka.zoric@se.abb.com

Richard Windischhofer

ABB Marine and Ports

Billingsstad, Norwegen

richard.windischhofer@fi.abb.com

Christopher Ganz

ABB Group Technology Management

Zürich, Schweiz

christopher.ganz@ch.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Schwab, K. (14. Januar 2016): „The Fourth Industrial Revolution: what it means, how to respond“. Online verfügbar unter: <https://www.weforum.org/agenda/2016/01/the-fourth-industrial-revolution-what-it-means-and-how-to-respond/>
- [2] Zuboff, S. (1988): „In the Age of the Smart Machine: The Future of Work and Power“



Automation & Power World 2017

Connect. Collaborate. Outperform.

13.–16. März 2017 | George R. Brown Convention Center | Houston, Texas

Notieren Sie sich das Datum und treffen Sie Tausende von Fachleuten auf der führenden Fortbildungs- und Technologietagung für Energie- und Automatisierungstechnik. Die Registrierung ist kostenlos für ABB-Kunden und Fachbesucher. Weitere Informationen unter: www.abb.com/apw

Connect. Collaborate. Outperform.

Die Automation & Power World findet im März 2017 wieder in Houston statt

STEPHANIE JONES – Seit 2009 kommen auf der ABB Automation & Power World Fachleute aus den Bereichen Energie, Industrie, Verkehr und Infrastruktur zur größten Fortbildungs- und Kollaborationsveranstaltung des Unternehmens in Nordamerika zusammen. Vom 13. bis zum 16. März 2017 findet die Veranstaltung erneut im George R. Brown Convention Center in Houston, Texas, statt.

Vier Tage lang bietet die Automation & Power World Besuchern neben verschiedenen Möglichkeiten zur Fortbildung und Vernetzung die Gelegenheit, die größte Bandbreite an ABB-Technologien an einem Standort zu erleben → 1. Zusammen mit Tausenden von Kundenvertretern gehen Experten von ABB, Branchenführer, Mitglieder des ABB-Managements und Geschäftspartner der Frage nach, wie die verschiedenen Interessengruppen in einem sich verändernden Geschäftsumfeld miteinander und voneinander profitieren können.

Aus Hunderten von Workshops, täglichen Referaten und Fachvorträgen, Podiumsdiskussionen und praktischen Schulungen können Teilnehmer ihr individuelles Programm zusammenstellen. Die Workshops, die von Fachleuten, Endanwendern und Branchenspezialisten präsentiert werden, befassen sich schwerpunktmäßig mit Themen, die bei der Umsetzung von Geschäftszielen helfen sollen.

Das Technology & Solution Center präsentiert die größte Auswahl an ABB-Produkten, Lösungen und Dienstleistungen in Nordamerika und bietet Besuchern die Möglichkeit, die neueste Software und Technologie aus den Bereichen Energie und Automatisierung aus erster Hand zu erfahren. Experten von ABB stehen bereit, um die ausgestellten Produkte zu erläutern, Fragen zu beantworten und ihre Erfahrungen zu teilen.

Darüber hinaus bietet die Tagung verschiedene Gelegenheiten, um Kontakte zu knüpfen. Bei moderierten Gesprächen am Runden Tisch, branchenspezifischen Plenumsrunden und täglichen Networking-Veranstaltungen können Teilnehmer Kollegen aus ihrer Branche oder Personen mit ähnlichen Aufgaben aus anderen Branchen treffen, um Informationen und Erfahrungen auszutauschen.

Die Automation & Power World ist nicht nur eine unbezahlbare Erfahrung, die Registrierung ist auch kostenlos. ABB-Kunden und Fachbesucher zahlen keine Teilnahmegebühr. Markieren Sie sich den 13. bis 16. März 2017 im Kalender und besuchen Sie das Veranstaltungsportal, um genaue Einzelheiten zur Tagung zu erfahren und sich zu registrieren: <http://new.abb.com/apw>

1 Auf der Automation & Power World bekommen Besucher die größte Bandbreite von ABB-Technologien an einem Standort zu sehen.



Stephanie Jones
ABB Inc.
Houston, TX, USA
stephanie.m.jones@us.abb.com



Präzise Prognosen

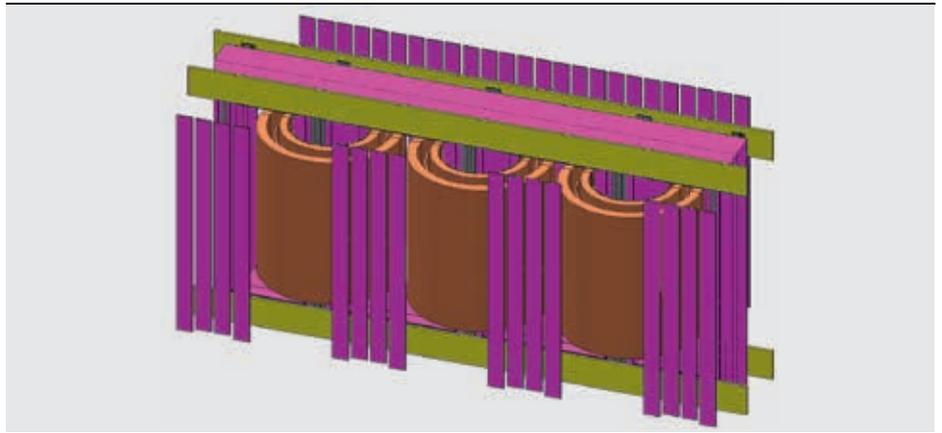
Vorhersage von Streuverlusten in Leistungstransformatoren und Optimierung der Kesselabschirmung mithilfe der FEM

JANUSZ DUC, BERTRAND POULIN, MIGUEL AGUIRRE, PEDRO GUTIERREZ –

Die Optimierung der Kesselabschirmung ist ein anspruchsvoller Aspekt der Transformatorenkonstruktion, da es gilt, die in den Metallteilen des Trafos erzeugten Streuverluste zu reduzieren. Die heute verfügbaren Simulationen ermöglichen die Evaluierung von explorativen Designs, die anderenfalls nicht in Betracht gezogen worden wären. Im vorliegenden Fall wurden FEM-Verfahren zur Berechnung von Verlusten und Temperaturverteilungen herangezogen und mehrere Konfigurationen für die Kesselabschirmung betrachtet. Dabei beschränkt sich der Vorteil von Computersimulationen nicht allein auf die Kosten- und Zeiteinsparungen. Sie vermitteln auch ein besseres Verständnis der physikalischen Vorgänge im laufenden Betrieb. Die Ergebnisse der 3-D-Simulationen zeigten eine gute Übereinstimmung mit gemessenen Werten. Diese Erfahrung – gestützt durch ein zunehmendes Vertrauen in die verwendete Methodik – kommt ABB bei der Konstruktion zukünftiger Geräte zugute.

Die FEM ist ein fortschrittliches Werkzeug, das vielfach zur Lösung von Konstruktionsproblemen eingesetzt wird.

1 Simulationsmodell des Transformators (Darstellung ohne Kesselwände)



Leistungstransformatoren sind wichtige Bestandteile von Stromnetzen [1]. Da der zuverlässige und energieeffiziente Betrieb von Transformatoren beträchtliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Energieübertragungs- und -verteilungssystemen hat [2], werden große Anstrengungen unternommen, um deren Design zu optimieren [3].

Bei Transformatoren ist die Steigerung der Effizienz häufig gleichbedeutend mit der Reduzierung der Verluste. Lastverluste treten in Transformatoren in leitfähigen und magnetischen Bauteilen auf. In Wicklungen und Sammelschienen gibt es zwei Verlustkomponenten: ohmsche Verluste und Wirbelstromverluste. Metallteile von Transformatoren, die Magnetfeldern ausgesetzt sind – wie der Kessel und die Kernpresselemente – erzeugen zusätzlich Streuverluste [4].

Das hier beschriebene Verfahren wird verbreitet von Ingenieuren in ABB-Fabriken eingesetzt, die große ölgefüllte Leistungstransformatoren herstellen.

Die Finite-Elemente-Methode (FEM) ist eine effiziente Möglichkeit, um praktische Lösungen zu erarbeiten. Die Simulationsparameter werden auf der Grundlage dutzender getesteter Exemplare von kleinen, mittleren und großen Leistungstransformatoren, die von ABB weltweit gefertigt wurden, statistisch ermittelt. Eine speziell für solche Berechnungen vorgesehene Werkstoffbibliothek wurde von ABB-

Wissenschaftlern mithilfe von Labormessungen entwickelt. Die Methodik bietet im Vergleich zu anderen verfügbaren Werkzeugen und Analysemethoden für die Schätzung von Streuverlusten die größte Genauigkeit.

Elektromagnetische Simulationen

Die FEM ist ein fortschrittliches Werkzeug, das vielfach zur Lösung von Konstruktionsproblemen eingesetzt wird. Sie wird sowohl bei der Entwicklung neuer Produkte als auch bei der Verbesserung vorhandener Produkte genutzt, um mögliche Designs zu überprüfen und an die Vorgaben des Kunden anzupassen [5]. Die FEM erfordert die Erstellung eines diskretisierten Modells des betreffenden Apparats mit entsprechenden Werkstoffeigenschaften.

Die Simulationssoftware liefert die grundlegende elektromagnetische Feldverteilung durch Lösen der Maxwell-Gleichungen für einen finiten räumlichen Bereich mit geeigneten Randbedingungen. Die in

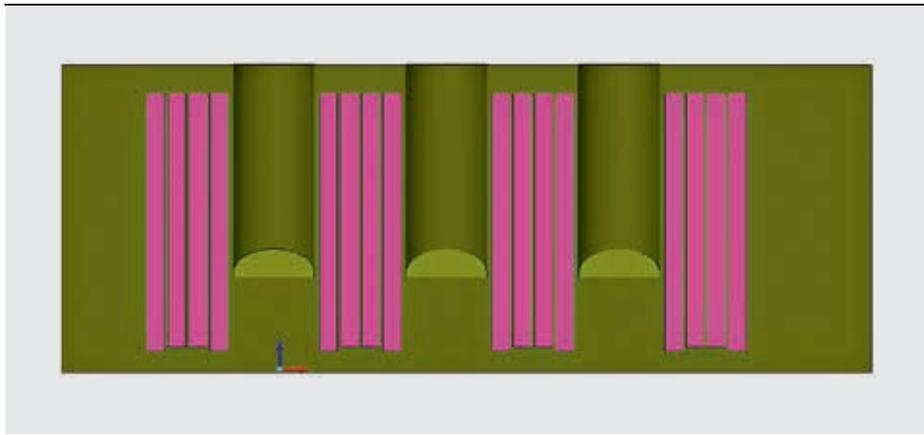
Die FEM erfordert die Erstellung eines diskretisierten Modells mit geeigneten Materialeigenschaften.

diesem Artikel beschriebenen Simulationen wurden mithilfe eines kommerziell erhältlichen FEM-Softwarepakets durchgeführt.

Skin-Effekt

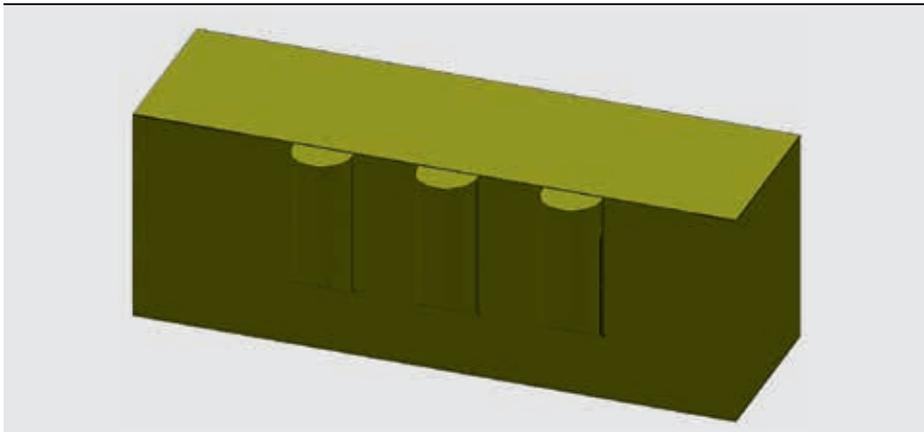
Die Dicke von Stahlplatten ist wesentlich größer als die Tiefe, bis zu der Magnet-

Titelbild
502-MVA-Transformator, komplett fertig montiert (Kessel, Durchführungen, Ausdehnungsgefäß und Kühlsystem) im Prüfraum der ABB-Fabrik in Cordoba, Spanien



Die SIBC-Methode ermöglicht Berechnungen von Streuverlusten in Transformatoren mit einer deutlich reduzierten Anzahl von finiten Elementen.

3 Simulationsmodell des Transformators (Darstellung mit Kesselwänden)



felder sie durchdringen. Um die geringe Durchdringung des Magnetfelds in einem numerischen Modell richtig darzustellen, muss für jede Komponente aus einem magnetischen Werkstoff eine große Anzahl von kleinen Elementen in der Nähe einer Oberfläche berechnet werden. Die dazu erforderliche Rechenleistung übersteigt die Kapazitäten moderner Arbeitsplatzrechner bei Weitem.

Eine Lösung für dieses Problem ist in vielen FEM-Softwarepaketen bereits implementiert. In einer ersten Annäherung kann davon ausgegangen werden, dass alle Wirbelströme – und somit Verluste – nahe an der Oberfläche der magnetisch leitfähigen Werkstoffe erzeugt werden. Daher kann das Phänomen wie eine Randbedingung und nicht wie eine Volumenberechnung behandelt werden.

SIBC-Methode

SIBC (Surface Impedance Boundary Condition), also „Randbedingung für die Oberflächenimpedanz“ ist ein besonderer Fall einer allgemeinen genäherten Randbedingung hinsichtlich elektromag-

netischer Größen an der Schnittstelle zwischen einem Leiter und einem Nichtleiter. Die SIBC-Methode ermöglicht Berechnungen der Streuverluste mit einer deutlich reduzierten Anzahl von finiten Elementen [6].

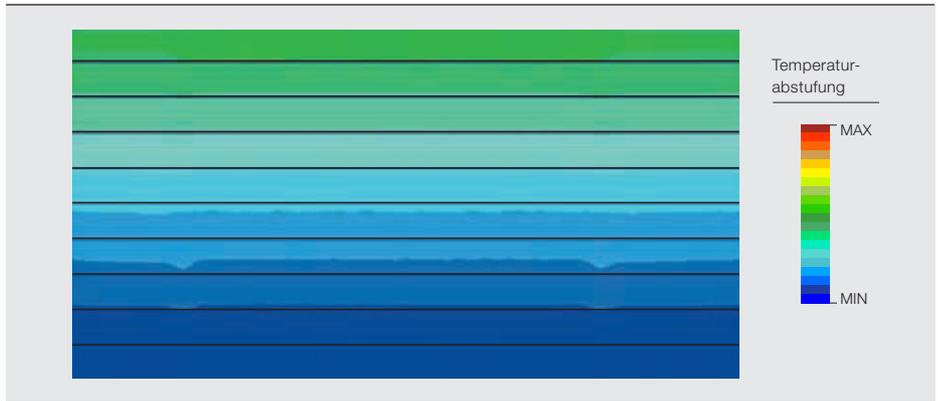
Die SIBC-Methode wurde auf magnetische und leitfähige Komponenten des Transformators wie Zugstangen, Kessel und Kernpresselemente angewandt.

Elektromagnetische Simulation von Leistungstransformatoren

Für diese Forschungsarbeit wurde ein dreiphasiger Autotransformator von ABB für 380/110/13,8 kV verwendet. Die Ergebnisse beziehen sich auf die Streuverluste und die Temperaturverteilung. Für die Simulation wurde ein vereinfachtes 3-D-Modell erstellt, das nur die Hauptkomponenten des Transformators beinhaltet: Kern, Wicklungen, Zugstangen, Kernpresselemente, Kessel und magnetische Abschirmungen an den Kesselwänden auf der Hochspannungs-(HS-) und Niederspannungs-(NS-)seite → 1.

Im Rahmen des Projekts wurden gekoppelte magnetisch-thermische Simulationen durchgeführt. Diese sind äußerst nützlich für die Analyse von elektrischen Maschinen wie Transformatoren und Motoren.

4 Temperaturverteilung an der NS-Kesselwand für das ursprüngliche Design



5 Streuverluste für das ursprüngliche Design des Transformators

Element	Relative Verluste [%]
Kern	41,1
Kernpresselemente	19,1
Zugstangen	4,2
Kessel (HS-Wand)	25,6 (16,2)
Mag. Auskleidungen	10,0
Gesamt	100,0

Magnetische Abschirmung

Bei voller Stromlast entstehen in den Transformatorwicklungen hohe Streuflüsse und -verluste, die zu einer Temperaturerhöhung in den Metallteilen führen. Um ein Überhitzen zu verhindern, werden die Kesselwände mit magnetischen Auskleidungen versehen → 2. Hierbei handelt es sich um ferromagnetische laminierte Stahlelemente, die den aus den Wicklungsenden austretenden magnetischen Fluss führen und als Abschirmungen fungieren.

In diesem speziellen Fall besitzt der Kessel drei Ausbuchtungen in der HS-Wand → 3, um Platz für die drei HS-Durchführungen zu schaffen. Im Folgenden wird nur die Optimierung für die Auskleidungen an der HS-Wand betrachtet, da an der NS-Wand keine Heißpunkte festgestellt wurden → 4.

Berechnungen der Streuverluste

Zunächst wurden Berechnungen für eine Einzelfrequenz von 60 Hz für das ursprüngliche Abschirmungsdesign durchgeführt → 2. Die prozentuale Verteilung der Streuverluste ist in → 5 aufgeführt. Bei dem betreffenden Modell entstehen etwa 16 % der gesamten Verluste aller Bauteile in der HS-Wand des Kessels.

Berechnungen der Temperaturverteilung

Im Rahmen des Projekts wurden gekoppelte magnetisch-thermische Simulationen durchgeführt. Diese Art der Berechnung ist äußerst nützlich für die Analyse von elektrischen Maschinen wie Transformatoren und Motoren.

Zur Evaluierung der Bauteiltemperaturen müssen für jede betroffene Oberfläche im Modell geeignete Werte für die konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten zwischen den Bauteilen und ihrer Umgebung definiert werden. Für die inneren Oberflächen des Kessels wurde von einer linearen Verteilung der Öltemperatur ausgegangen (der niedrigste Wert im unteren Bereich, der höchste Wert im oberen Bereich). Bei der Lufttemperatur wurde ein konstanter Wert mit gleichmäßiger Verteilung über die Kesselhöhe angenommen.

Beim ursprünglichen Design lagen die höchsten Temperaturen in den Bereichen unter den Ausbuchtungen in der HS-Kesselwand → 6. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Bereiche abgeschirmt werden sollten, da die Temperaturanstiege

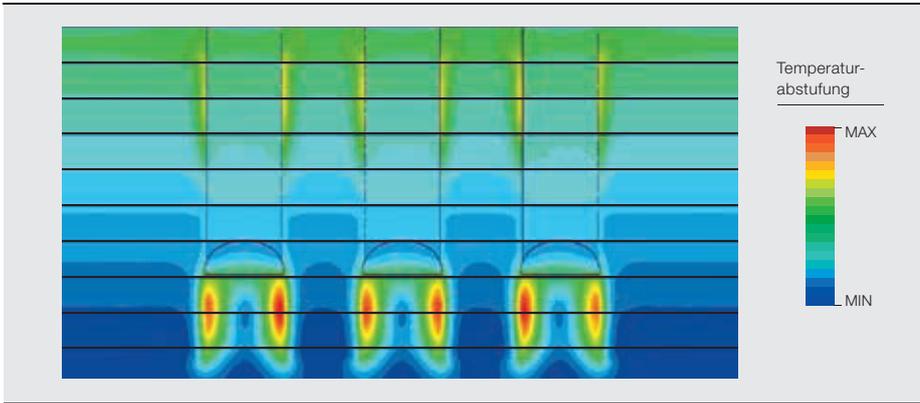
Die höchsten Temperaturen lagen in den Bereichen unter den Ausbuchtungen in der HS-Kesselwand.

über den zulässigen Grenzwerten liegen. Die maximalen Werte der Temperaturverteilung für die NS-Wand waren hingegen akzeptabel → 4.

Optimierung der Kesselabschirmung

Die Optimierung der magnetischen Abschirmung wurde von erfahrenen Ingenieuren geleitet. Mehrere mögliche Anordnungen der Auskleidungen wurden berechnet, um anschließend die Variante auszuwählen, die den besten Schutz bietet und gleichzeitig die Verluste auf ein Minimum begrenzt. Die vertikalen Auskleidungen wurden gekürzt und um

6 Temperaturverteilung an der HS-Kesselwand für das ursprüngliche Design



Die Gesamtstreuverluste konnten um 11,3 % reduziert werden. Die Verluste in den Auskleidungen wurden um rund 24 % reduziert.

7 Magnetische Kesselabschirmung auf der HS-Seite für das optimierte Design



8 Streuverluste für das optimierte Design des Transformators

Element	Relative Verluste [%]
Kern	41,2
Kernpresselemente	18,9
Zugstangen	3,6
Kessel (HS-Wand)	17,4 (7,8)
Mag. Auskleidungen	7,6
Gesamt	88,7

horizontale Elemente ergänzt, um die Bereiche zu schützen, in denen Heißpunkte vorhergesagt wurden → 7.

Die Ergebnisse für das endgültige Design der magnetischen Abschirmung sind in → 8 dargestellt (100 % entsprechen den ermittelten Streuverlusten für das ursprüngliche Design). Die Gesamtstreuverluste konnten um 11,3% reduziert werden. Die größte Reduktion wurde an der HS-Wand erzielt (52 %). Die Verluste in den Auskleidungen selbst wurden ebenfalls um rund 24 % reduziert.

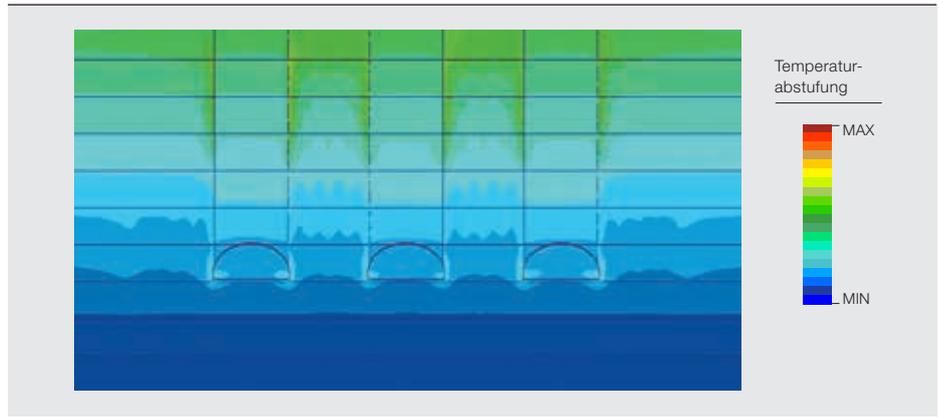
Die Designveränderungen haben bedeutende Auswirkungen auf die erreichte Temperatur im Trafokessel. Wie in → 9 zu sehen, treten die höchsten Temperaturen an den vertikalen Kanten der Ausbuchtungen im oberen Bereich der Kesselwand auf. Zuvor beobachtete Heißpunkte wurden beseitigt.

Testergebnisse

Die bei den abschließenden Abnahmeprüfungen gemessenen Lastverluste entsprachen mit einer Genauigkeit von 1 % den Verlusten, die mit dem ABB-internen Werkzeug ermittelt wurden. Die gemessenen Streuverluste (die Differenz zwischen den gemessenen Lastverlusten

Elektromagnetische Simulationen haben sich als ein äußerst leistungsstarkes Werkzeug für die Entwicklungs- und Konstruktionsphasen erwiesen.

9 Temperaturverteilung an der HS-Kesselwand für das optimierte Design



und den geschätzten Wicklungsverlusten) lagen 5 % über den mithilfe der FEM-Analyse berechneten Werten.

Die Erwärmungsprüfung bestätigte die von der 3-D-Analyse vorhergesagten Kesseltemperaturen. Nach der Prüfung wurden keine übermäßigen Gase im Öl festgestellt, was zeigt, dass keine lokale Überhitzung im Kessel stattgefunden hat.

Leistungsstarker Simulator

Elektromagnetische Simulationen von Leistungstransformatoren haben sich als ein äußerst leistungsstarkes Werkzeug für die Entwicklungs- und Konstruktionsphasen erwiesen. So konnten verschiedene alternative Lösungen für die Abschirmung mithilfe von FEM-Software und geeigneten numerischen Modellen verglichen werden. Streuverluste wurden mit einer hohen Genauigkeit vorhergesagt, die deutlich innerhalb der Messunsicherheit lag.

Die verwendete Methode zur Optimierung der magnetischen Auskleidungen ist praktisch, kostengünstig und leicht nachzuvollziehen.

Die gekoppelte magnetisch-thermische Analyse liefert wichtige Informationen über das elektromagnetische und thermische Verhalten von Transformatoren.

Abschließend lässt sich sagen, dass es ohne die Erkenntnisse aus den 3-D-Simulationen wahrscheinlich kaum ein Konstrukteur gewagt hätte, diese Abschirmungskonfiguration zu verwenden. Damit bietet ein solcher Ansatz einen mehrfachen Nutzen im Hinblick auf die Möglichkeit, verschiedene Lösungen in Simulationen zu prüfen, die letztendlich zu verbesserten Designs mit niedrigeren Streuverlusten und einer höheren Effizienz führen.

Janusz Duc

ABB Corporate Research
Krakau, Polen
janusz.duc@pl.abb.com

Bertrand Poulin

ABB Transformers
Varenes, Kanada
bertrand.f.poulin@ca.abb.com

Miguel Aguirre

Pedro Gutierrez
ABB Transformers
Cordoba, Spanien
miguel.aguirre@es.abb.com
pedro-antonio.gutierrez@es.abb.com

Literaturhinweise

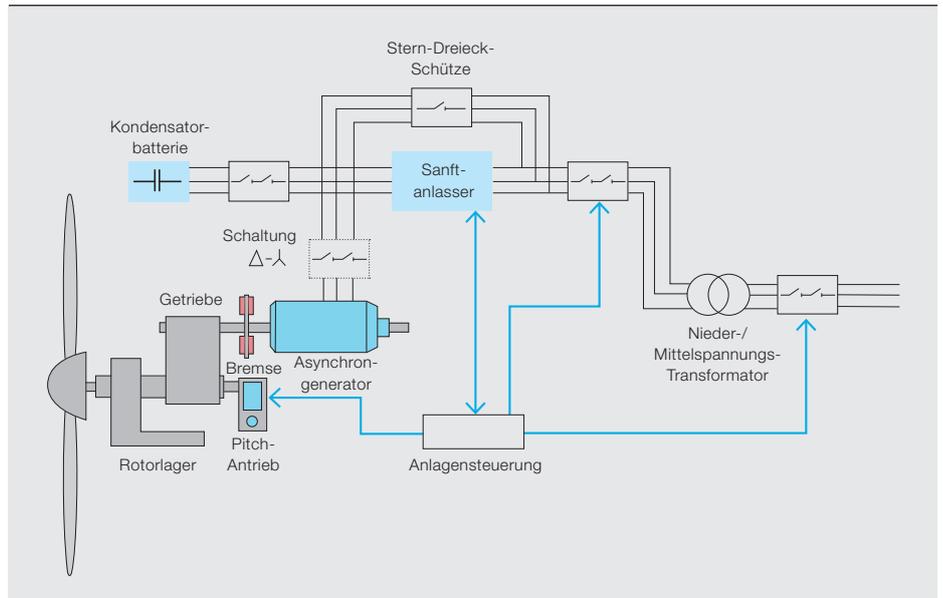
- [1] Magdaleno-Adame, S. et al. (2014): „Hot spots mitigation on tank wall of a power transformer using electromagnetic shields“. Proceedings ICEM, S. 2235–2238
- [2] Turowski, J. (2014): „Zjawiska elektrodynamiczne w ciałach ferromagnetycznych“. Elektrodynamika techniczna, 3. Ausg. Warschau, Polen, S. 375
- [3] Takahashi, N. et al. (2000): „Optimal design of tank shield model of transformer“. IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 36, No. 4, S. 1089–1093
- [4] Szary, D. et al.: „Wertvolle Einblicke: Elektromagnetische Simulationen von Transformatoren“. ABB Review 3/2013, S. 39–43
- [5] Preis, K. et al. (2006): „Thermal-electromagnetic coupling in the finite-element simulation of power transformers“. IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 42, No. 4, S. 999–1002
- [6] Higuchi, Y., Koizumi, M. (2000): „Integral equation method with surface impedance model for 3-D eddy current analysis in transformers“. IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 36, No. 4, S. 774–779



Sicher am Wind

Niederspannungs-Schalt- und -Schutzstrategien
für Windenergieanlagen

ANTONIO FIDIGATTI, PAOLO BARONCELLI, MARCO CARMINATI, ENRICO RAGAINI – Windenergieanlagen gibt es in verschiedenen Ausführungen – jede mit einem eigenen elektrischen Verhalten, das unterschiedliche Schalt- und Schutzstrategien verlangt. Ein Überblick über die drei häufigsten Anlagenkonzepte zeigt die wichtigsten Faktoren, die bei der Wahl der Schalt- und Schutzkomponenten berücksichtigt werden müssen.



Zurzeit sind weltweit über 150.000 Windenergieanlagen (WEAs) installiert. Über 90 % davon erzeugen elektrischen Strom mit niedriger Spannung (≤ 1.000 V).

Herausforderungen für den Schutz und die Steuerung

Die Anforderungen der elektrischen Schutz- und Steuerungssysteme, die für den sicheren Betrieb von WEAs so entscheidend sind, stehen häufig im Konflikt mit Aspekten wie Umwandlungseffizienz, Erzeugungskontinuität, Fehlerabschaltung, klimatische und mechanische Anforderungen, Kompaktheit und der Notwendigkeit zur Reduzierung der Auswirkungen von Fehlern in der engen Gondel.

Umwandlungseffizienz

Die Windgeschwindigkeit und -richtung können sich schnell ändern, oder der Wind kann vollständig abflauen. Daher müssen die Mechanik und Elektrik der Anlage in der Lage sein, sich rasch anzupassen. Dies erfordert den häufigen Einsatz von Aktuatoren (z. B. zur Rotorblattverstellung), was wiederum zu einem

Titelbild

Ein entscheidender Faktor bei jeder Windenergieanlage ist die Wahl der Schalt- und Schutzgeräte. Welche Rolle spielt hierbei das Anlagenkonzept?

wiederholten An- und Abschalten des Stromkreises und der damit verbundenen Gefahr einer Überhitzung von Bauteilen führt.

Erzeugungskontinuität

Eine hohe Erzeugungskontinuität erfordert eine hohe Zuverlässigkeit über die gesamte Nutzungsdauer der Anlage. Angesichts der Schwierigkeit eines physischen Eingreifens ist eine hohe Zuverlässigkeit umso bedeutender. Eine gute Strategie besteht hier darin, Komponenten ausschließlich für ihre Hauptfunktion zu nutzen (z. B. Leistungsschalter zum Schutz, Schütze zum Schalten usw.), anstatt sie zusätzlich mit sekundären Funktionen zu belegen. Großzügige Toleranzen sind ebenfalls obligatorisch.

Fehlerabschaltung

Die Notwendigkeit zur Gewährleistung eines linearen Verhaltens auch bei Netzstörungen hat zur Aufstellung von Netzanschlussregeln (Grid Codes) geführt, die erfüllt werden müssen. In vielen Fällen ist für die Regelung des Blindleistungsflusses unter normalen Betriebsbedingungen und unter Störungsbedingungen eine hohe Zahl von Schaltvorgängen der Anschlusseinrichtungen von Kondensatorbatterien und Filtern erforderlich.

Klimatische und mechanische Anforderungen

WEAs können heftigen Umwelteinflüssen ausgesetzt sein: Schwingungen können eine Amplitude von mehreren Millimetern erreichen, und die thermischen Bedingungen können von unter -25 °C, wenn Enteisungssysteme bei Anlagenstillstand ausgeschaltet sind, bis zu $+50$ °C reichen, wenn leistungsabführende Komponenten unter Überlastbedingungen

Schutzsysteme müssen unter einer Vielzahl von elektrischen Bedingungen arbeiten und dabei schnell und korrekt zwischen normalen und Fehlerbedingungen unterscheiden.

arbeiten. Die alternde Wirkung dieser Umgebung und die Auswirkungen von häufigem Schalten, salziger Luft, Feuchtigkeit, Schmutz usw. müssen bei Lebensdauerberechnungen berücksichtigt werden.

Kompaktheit

Weitere mechanische Anforderungen gehen einher mit der Forderung nach einer hohen Kompaktheit und einem geringen Gewicht angesichts des begrenzten Platzes in der Gondel sowie der Notwendigkeit, die mechanische Belastung der Konstruktion zu minimieren. Diese Faktoren erfordern Kompro-

2 Anforderungen an Schalt-/Schutzgeräte für Anlagen mit einem FSIG

	Hauptstromkreis	Hilfstromkreis
Laststrom (A)	≤ 1.800	≤ 320
Spannung (V)	≤ 690	≤ 690
Frequenz (Hz)	50-60	50-60
Unbeeinflusster Kurzschlussstrom (kA)	≤ 35 bei 690 V	
Lastklassifizierung gemäß [2]	Ohmsch	Asynchronmotor oder Transformator
Einschaltstrom vorhanden	Nein	Ja
Lebensdauer (Jahre)	20	20
Mech. Schaltungen mit Isolierung von den Spannungsquellen (Wartung oder Außerbetriebsetzung)	100-1.000	< 1.000
Mech. Schaltungen (oder elekt. Schaltungen bei geringem Strom) z. Anschluss/Trennung des Netzes oder Rekonfiguration	10.000-100.000	Entfällt
Elektrische Schaltungen	< 100 (Auslösung oder Not-Aus)	< 100 (Auslösung oder Not-Aus)
Überlast- und Kurzschlusschutz	Ja	Ja
Optimale Lösung	Leistungsschalter plus Schütz	Leistungsschalter

Eine gute Strategie besteht darin, Komponenten ausschließlich für ihre Hauptfunktion zu nutzen, anstatt sie zusätzlich mit sekundären Funktionen zu belegen.

misse gegenüber der für eine hohe Effizienz und Betriebskontinuität notwendigen Überdimensionierung.

Fehler in der Gondel

Fehler in der Gondel sind besonders kritisch. Das Schutz- und Steuerungssystem sollte nicht nur die katastrophalen Auswirkungen von Fehlern in der engen Umgebung der Gondel verhindern und begrenzen, sondern auch dafür sorgen, dass die wertvolle Mechanik (die rund 80 % der Anlagenkosten ausmacht) nicht durch elektrische Überspannungen beschädigt wird. Dies führt zu verschiedenen, zum Teil gegensätzlichen Anforderungen wie:

- Verhindern von ungewolltem Abschalten, aber auch von gefährlichen Überspannungen
- Schnelles Arbeiten, um die mechanische Belastung des Triebstrangs, aber auch die Brandgefahr zu reduzieren
- Korrektes Erkennen der fehlerhaften Abzweige in den Hilfsstromkreisen nach einem nichtkritischen elektrischen Fehler zur Erhöhung der Verfügbarkeit der Stromerzeugung
- Begrenzen der Fehlerenergie (und schnelles Abschalten bei niedrigem Strom) zum Schutz schwacher Komponenten wie dem Bürstensystem
- Sicheres Isolieren fehlerhafter Abschnitte
- Sicheres Isolieren während der Wartung bei gleichzeitiger Bereitstellung der notwendigen Energie für die Hilfssysteme

Daraus lassen sich folgende Haupteigenschaften für die Steuer- und Schutzkomponenten ableiten (sortiert nach Wichtigkeit):

- Hohe Schaltsicherheit
- Geringe Wartungsanforderungen
- Kompaktheit und geringes Gewicht
- Kosten

Diese vier Anforderungen sind häufig nicht miteinander vereinbar, sodass bei der Wahl der Schalt- und Schutzstrategie Kompromisse erforderlich sind. Auf der Suche nach dem optimalen Mittelweg hilft eine genauere Betrachtung der drei wichtigsten Generatorkonzepte von WEAs:

- Ein direkt mit dem Netz verbundener Asynchrongenerator mit fester Drehzahl: FISG (Fixed-Speed Induction Generator)
- Ein direkt mit dem Netz verbundener, doppelt gespeister Asynchrongenerator, dessen Rotor mit variabler Frequenz erregt wird: DFIG (Doubly-Fed Induction Generator)
- Ein Permanentmagnet-Synchrongenerator (oder -Asynchrongenerator), der über einen Vollumrichter (Full-Scale Frequency Converter, FSFC) mit dem Netz verbunden ist

Asynchrongenerator mit fester Drehzahl

In der FSIG-Konfiguration mit einem direkt mit dem Netz gekoppelten bürstenlosen Asynchrongenerator sind nur sehr begrenzte Abweichungen von der Synchrondrehzahl möglich. Blindleistung

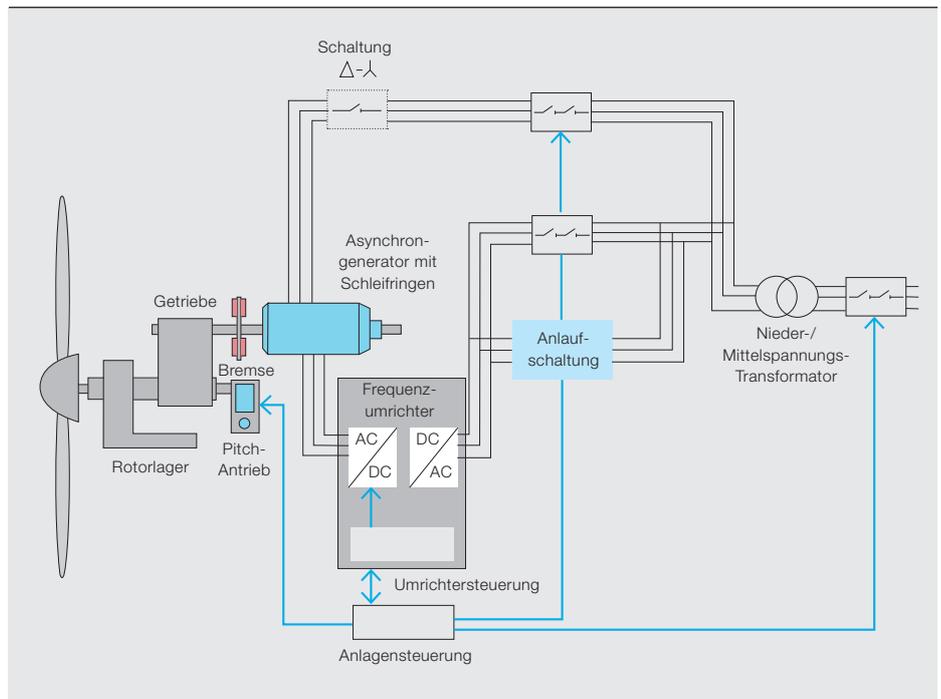
wird daher durch Kondensatorbatterien bereitgestellt, die relativ häufig geschaltet werden [1]. Das Anfahren des Generators geschieht über einen Sanftanlasser mit parallel geschalteten Schützen, die geschlossen werden, sobald der stationäre Zustand erreicht ist. Allgemein wird eine Stern-Dreieck-Schaltung der Generatorwicklung(en) verwendet, um unterschiedliche Windverhältnisse bewältigen zu können. Ferner kann der Generator mehrere Pole besitzen, um den Arbeitsbereich zu erweitern → 1-2. Dieser elektrische Aufbau ist zwar einfach und äußerst effizient, doch:

- Der reduzierte produktive Drehzahlbereich eignet sich nicht für Regionen mit veränderlichen Windverhältnissen.
- Aufgrund des lang andauernden Überlastzustands müssen die Komponenten des Hauptstromkreises überdimensioniert sein.
- Die schützbasierete Stufenregelung an den Kondensatoren könnte Überspannungseffekte erzeugen. In vielen Fällen könnte eine Wechselwirkung mit dem Sanftanlasser problematisch werden.
- Das System ist nicht in der Lage, schnellen Netzurückwirkungen zu folgen, ohne dass eine Abschaltung erfolgt.

Daher eignet sich diese Konfiguration nur für kleine bis mittelgroße WEAs, die in einem Netz mit geringem Windenergieanteil (< 5 %) installiert sind.

Die alternde Wirkung dieser Umgebung und die Auswirkungen von häufigem Schalten, salziger Luft, Feuchtigkeit, Schmutz usw. müssen bei Lebensdauerberechnungen berücksichtigt werden.

3 Vereinfachte Darstellung einer Windturbine mit einem DFIG



Doppelt gespeister Asynchrongenerator

Diese Konfiguration nutzt einen Schleifring-Asynchrongenerator, dessen Rotorstromkreis mit einer variablen Frequenz gespeist wird → 3-4. Im Vergleich zur FSIK-Konfiguration sind größere Veränderungen in der Systemdrehzahl möglich, da Abweichungen von der Synchrondrehzahl mithilfe des Erregerkreises des Rotors kompensiert werden können [1]. In der Regel wird der Erregerkreis, in dem Leistung in beide Richtungen fließen kann (europäischer Ansatz), mit 20–30 % der Bemessungsleistung des Hauptstromkreises dimensioniert. Der Umrichter wird zur Regelung der Generatordrehzahl und des Leistungsfaktors genutzt, was einen breiteren Drehzahlbereich für die Stromerzeugung und die Einspeisung von Blindleistung zur Netzstützung ermöglicht. In einigen Fällen wird die Stern-Dreieck-Schaltung des Generators zur Bewältigung unterschiedlicher Windverhältnisse genutzt, wobei die Rotorstromwerte hinsichtlich der Lebensdauer des Schleifring- und Bürstensystems optimiert wer-

den. Die Vorteile im Vergleich zu Anlagen mit konstanter Drehzahl sind:

- Der drehzahlvariable Betrieb erhöht die Produktion (kWh).
- Der Einsatz eines kleinen Umrichters, dimensioniert mit bis zu einem Drittel der Bemessungsleistung, ermöglicht die Einspeisung von Blindleistung in

Das Schutz- und Steuerungssystem sollte dafür sorgen, dass die wertvolle Mechanik – die rund 80 % der Anlagenkosten ausmacht – nicht durch Überspannungen beschädigt wird.

das Netz unter normalen und anormalen Bedingungen mit einer guten Spannungs- und Leistungsfaktorregelung.

- Die Gesamteffizienz des Systems ist hoch.

Andererseits gibt es auch einige Nachteile, die zu berücksichtigen sind:

- Durch die direkte Verbindung zwischen Netz und Generator werden Netzurückwirkungen auf den mechanischen Triebstrang übertragen, was

4 Anforderungen an Schalt-/Schutzgeräte für Anlagen mit einem DFIG

	Hauptstromkreis	Haupterregerkreis	Anlaufschaltung
Laststrom (A)	≤ 4.000	≤ 630	≤ 5
Spannung (V)	≤ 1.000	≤ 690	≤ 690
Frequenz (Hz)	50-60	50-60	50-60
Unbeeinflusster Kurzschlussstrom (kA)	≤ 30 bei 1.000 V	≤ 50 bei 690 V	≤ 50 bei 690 V
Lastklassifizierung gemäß [2]	Ohmsch	Asynchronmotor	Asynchronmotor
Einschaltstrom vorhanden	Nein	Nein	Ja
Lebensdauer (Jahre)	20	20	20
Mech. Schaltungen (oder elekt. Schaltungen bei geringem Strom) mit Isolierung von den Spannungsquellen (Wartung oder Außerbetriebsetzung)	100-1.000	< 1.000	Entfällt
Mech. Schaltungen (oder elekt. Schaltungen bei geringem Strom) z. Anschluss/Trennung des Netzes oder Rekonfiguration mit Isolierung von den Spannungsquellen	10.000-100.000	1.000-10.000	Entfällt
Elektrische Schaltungen	< 100 (Auslösung oder Not-Aus)	< 100 (Auslösung oder Not-Aus)	< 10.000 (Einschaltung Erregerkreis)
Überlast- und Kurzschlusschutz	Ja	Ja	Ja
Optimale Lösung	Leistungsschalter wenn < 1 Schaltung/Tag oder Leistungsschalter plus Schütz wenn mehr*	Leistungsschalter abgestimmt auf Schütz parallel zur Anlaufschaltung	Leistungsschalter plus Schütz

* Die Drehzahl von Windturbinengeneratoren liegt häufig unter dem Nennbereich, was zu einem häufigen Ein- und Ausschalten mit (je nach Generatortyp) typischerweise 2.000–5.000 Schaltungen im Jahr führt, weshalb Schütze die beste technische Lösung darstellen.

- die Fähigkeit des Systems mindert, verbunden zu bleiben.
- Der Rotor mit Schleifring und Bürsten stellt eine wartungsintensive Schwachstelle dar.

Vollumrichter

In einer Konfiguration mit Vollumrichter kann die Drehzahl über einen großen Bereich variieren, da Frequenzschwankungen durch einen zwischen den Generator und das Netz geschalteten Umrichter kompensiert werden können [1]. Der Vollumrichter sorgt für eine Entkopplung des Generators und des mechanischen Triebstrangs vom Netz → 5–6. Die gesamte erzeugte Leistung fließt durch den Umrichter zum Netz. Ferner ermöglicht der Umrichter die Regelung von Generator Drehmoment und -drehzahl. Es gibt drei Vollumrichterkonzepte: hohe Drehzahl, mittlere Drehzahl und niedrige Drehzahl, wobei unterschiedliche Getriebe- und Generatorlösungen zum Einsatz kommen. Die Vorteile einer Vollumrichterkonfiguration im Vergleich zu Anlagen mit konstanter Drehzahl sind:

- Es gibt keine direkte Verbindung zwischen Generator und Netz. Dies reduziert die mechanische Belastung der Anlage bei Netzfehlern und unterstützt die Erfüllung von Grid Codes.
- Die Nutzung des vollen Drehzahlbereichs ermöglicht einen höheren jährlichen Energieertrag.

- Eine vollständige Regelung der Wirkleistung und volle Blindleistungserzeugung ist möglich.

In der Vollumrichterkonfiguration werden Leistungsschalter häufig für mehrere Zwecke eingesetzt:

- Zur sicheren Trennung und Isolierung im normalen Betrieb oder zu Wartungszwecken
- Zum Schutz: Bei einem Fehler am Wechselrichter oder den Abschnitten zwischen Generator und Wechselrichter (z. B. den Kabelanschlüssen) ist der Leistungsschalter die einzige Komponente, die in der Lage ist, den Kurzschluss sicher zu erkennen und von der Stromquelle zu trennen. Dies erfordert speziell für den drehzahlvariablen Betrieb ausgelegte Schutz auslöser (Auslöseeinheiten), die unter den gegebenen Umweltbedingungen arbeiten können.
- Der Leistungsschalter stellt eine Redundanz zur Trennung des Generators dar.

Leistungsfähiger Schalter

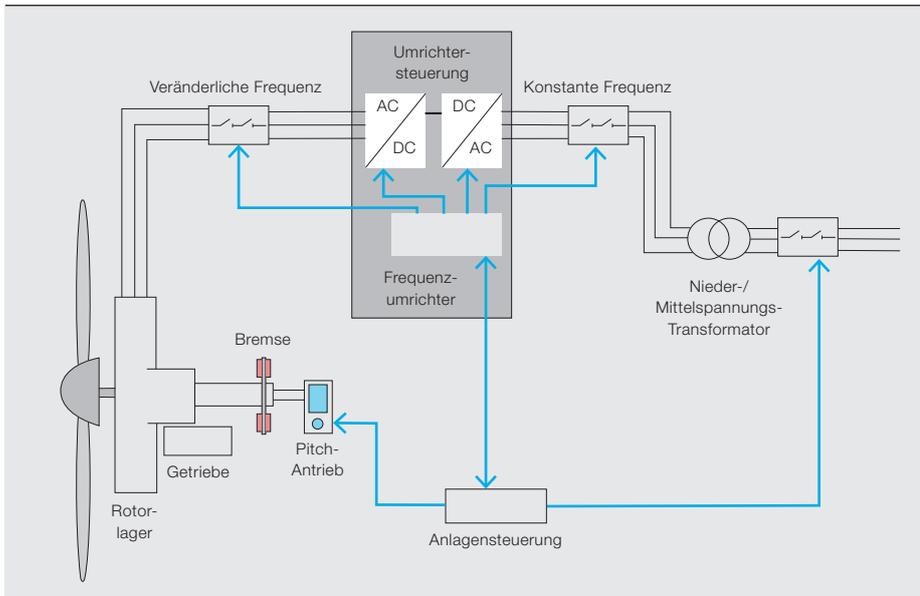
Für den reibungslosen Betrieb und die Minimierung der Auswirkungen von Fehlern ist die Wahl der richtigen Schalt- und Schutzkomponenten für ein bestimmtes WEA-Konzept von entscheidender Bedeutung.

Aufgrund der engen Platzverhältnisse und zur Minimierung der mechanischen Belastung der Konstruktion muss die Ausrüstung kompakt und leicht sein.

Der Schutz von WEAs und anderen regenerativen Erzeugungsanlagen ist ein Bereich intensiver Forschungs- und Entwicklungsarbeit, in dem sich auch ABB stark engagiert. In den vergangenen Jahren hat ABB eine Reihe von Lösungen für den Schutz von Anlagen mit variabler Frequenz in den Bereichen Windkraft, Mini-Wasserkraft, Wellenkraft und Bahnstrom auf den Markt gebracht. Ein prominentes Beispiel hierfür sind die Leistungsschalter vom Typ Tmax VF und Emax VF, die in einem Frequenzbereich von 1 bis 200 Hz arbeiten.

Die Hauptvorteile dieser neuen Reihe von Leistungsschaltern für Anwendungen mit variabler Frequenz sind: Kompak-

5 Vereinfachte Darstellung einer Windturbine mit einem Vollumrichter



6 Anforderungen an Schalt-/Schutzgeräte für Anlagen mit Vollumrichter

	Hauptstromkreis auf der Seite mit variabler Frequenz	Hauptstromkreis auf der Netzseite	Hilfsstromkreis
Laststrom (A)	≤ 5.000 oder n x 700–1.600	≤ 5.000 oder n x 700–1.600	≤ 250
Spannung (V)	≤ 1.000	≤ 690	≤ 690
Frequenz (Hz)	1-16, 30-80, 40-140	50-60	50-60
Unbeeinflusster Kurzschlussstrom (kA)	≤ 15 bei 1.000 V*	≤ 50 bei 690 V	
Lastklassifizierung gemäß [2]	Ohmsch	Ohmsch	Asynchronmotor
Einschaltstrom vorhanden	Nein	Nein	Ja
Lebensdauer (Jahre)	20	20	20
Mech. Schaltungen (oder elekt. Schaltungen bei geringem Strom) mit Isolierung von den Spannungsquellen (Wartung oder Außerbetriebsetzung)	100-1.000	< 1.000	< 1.000
Mech. Schaltungen (oder elekt. Schaltungen bei geringem Strom) z. Anschluss/Trennung des Netzes oder Rekonfiguration mit Isolierung von den Spannungsquellen	Nicht verfügbar (der Generator bleibt generell mit dem Antrieb verbunden)	1.000-100.000 (entsprechend den Regelstrategien)	Entfällt
Elektrische Schaltungen	< 100 (Auslösung oder Not-Aus)	< 100 (Auslösung oder Not-Aus)	< 100 (Auslösung oder Not-Aus)
Überlast- oder Kurzschlussschutz	Ja	Ja	Ja
Optimale Lösung	Leistungsschalter, wenn Schutz erforderlich f. Anschlusskabel oder Wechselrichterschalter. Lasttrennschalter und externes Schutzsystem vorhanden	Leistungsschalter, wenn < 1 Schaltung/Tag oder Leistungsschalter plus Schütz wenn mehr	Leistungsschalter

* Abhängig von der Anlagenleistung und -konfiguration

tibilität mit allen Generatortypen – auch im Überdrehzahlbereich – dank der hohen Bemessungsspannung der Leistungsschalter (bis zu 1.000 V); Standardisierung des Schaltanlagendesigns unabhängig vom Endmarkt und optimierte Bestandsverwaltung dank dualer IEC/UL-Kennzeichnung. Die neue Familie der Auslöseeinheiten und die optimierten Stromsensoren gewährleisten eine hohe Präzision der Schutzfunktionen über einen erweiterten Frequenzbereich. Verbesserte Löschkammern und Kontakte garantieren hohe Schaltleistungen über den gesamten Frequenzbereich bei gleichen Abmessungen wie Standard-Leistungsschalter.

Die Entwicklung auf dem Gebiet der Schalt- und Schutzgeräte geht ständig weiter. Ein Thema ist z.B. die Nutzung der Möglichkeiten des Internets und der Cloud, um jederzeit und von überall eine optimierte Steuerung aus der Ferne zu ermöglichen.

Dieser Artikel basiert auf folgendem IEEE-Paper: A. Fidigatti, P. Baroncelli, M. Carminati, E. Ragaini: „Selection of low voltage switching and protection devices in wind power generators“. Industry Applications Society Annual Meeting (IAS). © 2011 IEEE, Orlando, FL, S. 1–5

Antonio Fidigatti

Paolo Baroncelli

Marco Carminati

Enrico Ragaini

ABB Electrification Products

Bergamo, Italien

antonio.fidigatti@it.abb.com

paolo.baroncelli@it.abb.com

marco.carminati@it.abb.com

enrico.ragaini@it.abb.com

Literaturhinweise

- [1] „Wind Power Plants“. ABB Technical Application Paper No. 13. Dokument-Nr. 1SD-C007112G0201 in der ABB Library
- [2] „Low-voltage switchgear and control gear – Part 1: General rules“. IEC Standard 60947-1, 2014



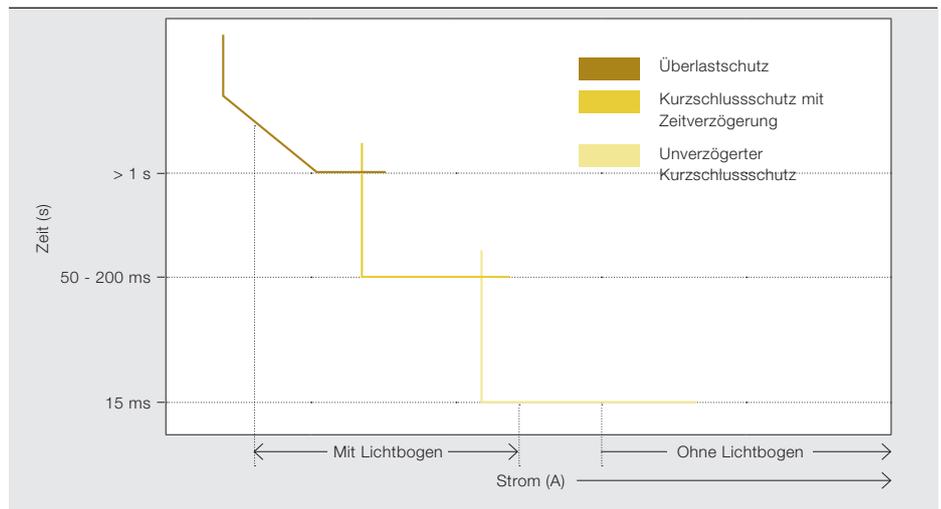
Schutzengel

Mehr Sicherheit durch Lichtbogenschutz

PAVLO TKACHENKO, ANDREAS VON LAKO – Störlichtbögen gehören zu den gefährlichsten Ereignissen in elektrischen Anlagen. Bei einem Lichtbogen können Temperaturen von bis zu 20.000 °C entstehen, und die freigesetzte Energie und herausgeschleuderte Teile können schwere Schäden bis hin zu tödlichen Verletzungen verursachen. Normale Kurzschluss-Schutzmethoden sind zu langsam, um ausreichend Schutz gegen solche Ereignisse zu bieten.

Nun hat ABB ihr bewährtes Arc Guard System™ für 110 bis 240 V AC/DC, das bereits seit über 35 Jahren Menschen und elektrische Anlagen vor gefährlichen Lichtbögen schützt, um eine neue Version für den Spannungsbereich von 24 bis 48 V DC ergänzt. Neben Arc Guard sorgen strenge Prüfungen gemäß den Richtlinien des Technischen Berichts IEC/TR 61641 für die Sicherheit von ABB-Schaltschränken bei Störlichtbögen.

1 Normale Kurzschluss-Schutzmethoden sind zu langsam, um Lichtbogenereignisse zu verhindern.



für Arbeitssicherheit (OSHA) liegt bei 115 dB für maximal 15 Minuten. Bei einer Lichtbogenexplosion dehnt sich Kupfer beim Übergang vom festen in den dampfförmigen Zustand in einem Verhältnis von 67.000:1 aus (zum Vergleich Wasser: 40.000:1), während geschmolzenes Metall und Splitter mit bis zu 1.600 km/h umherfliegen. Außerdem wird eine intensive, energiereiche Strahlung mit einer Temperatur von bis zu 20.000 °C freigesetzt, die in der Lage ist, umliegende Materialien zu verdampfen. Befinden sich Menschen in der Nähe, kann diese Strahlung von am Körper getragenen Metallobjekten absorbiert werden und schwere Verbrennungen verursachen.

Bei 65% aller Störlichtbogenereignisse, die in Schaltanlagen auftreten, wird gerade an der Anlage gearbeitet.

Da bei Todesfällen und schweren Verletzungen in den Krankenkassen meist Verbrennungen als Ursache angegeben werden, sind Todesfälle durch Störlichtbögen statistisch nur schwer zu erfassen. Dabei ist jedes Störlichtbogenereignis eines zu viel.

Ein normaler Kurzschlusschutz bietet keinen ausreichenden Schutz gegen Störlichtbögen, da der Lichtbogen selbst als Widerstand wirkt und den Überstrom

begrenzt. Dies führt in vielen Fällen zu solch einer Verzögerung, dass es bei Aktivierung des Lastschutzes bereits zu spät ist → 1.

Arc Guard

ABB beschäftigt sich seit Langem mit den Gefahren von Störlichtbögen und hat bereits vor 40 Jahren das Arc Guard System entwickelt. Das System trennt bei Erkennung eines Störlichtbogens binnen kürzester Zeit die Schaltanlage über den installierten Leistungsschalter und verringert so die durch den Lichtbogen verursachten Schäden. Das neue ABB Arc Guard System TVOC-2-48 erweitert den Einsatzbereich des Produkts von bisher 110–240 V AC/DC um den Bereich 24–48 V DC.

Arc Guard basiert auf Lichtsensoren, die das Entstehen eines Lichtbogens erkennen und ein Signal direkt an den Auslösemechanismus des Leistungsschalters senden.

Arc Guard basiert auf Lichtsensoren, die das Entstehen eines Lichtbogens erkennen und daraufhin ein Signal direkt an den Auslösemechanismus des Leistungsschalters senden → 2. Von der Erkennung bis zum Senden des Auslösesignals vergeht weniger als 1 ms, und mit einem modernen Leistungsschalter

Störlichtbögen sind zwar selten, aber äußerst gefährlich und dramatisch. Sie entstehen, wenn es in einer elektrischen Anlage aufgrund eines Fehlers zu einem Lichtbogenüberschlag kommt, wobei Wärme und Licht abgegeben werden. Die meisten Störlichtbögen sind auf menschliche Fehler zurückzuführen – z. B. das Zurücklassen leitfähiger Gegenstände bei der Herstellung, Installation oder Wartung der Anlage; Material- oder Verarbeitungsfehler; fehlende Schutzmaßnahmen gegen das Eindringen kleiner Tiere wie Mäuse, Schlangen usw.; die Verwendung falscher Komponenten mit anschließender Überhitzung; ungeeignete Betriebsbedingungen; falsche Bedienung oder mangelnde Wartung.

Ein Lichtbogen kann einen ohrenbetäubenden Lärm von über 160 dB verursachen. Der Grenzwert der US-Behörde

Titelbild
ABB Arc Guard System TVOC-2-48 erweitert den Lichtbogenschutz auf den Bereich von 24 bis 48 V DC. Die Sicherheit von Schaltanlagen wird zudem durch die Erfüllung der Richtlinien des Technischen Berichts IEC/TR 61641 erhöht.



Das neue ABB Arc Guard System TVOC-2-48 erweitert den Einsatzbereich des Produkts von 110–240 V AC/DC um den Bereich 24–48 V DC.

kann der gesamte Trennvorgang auf weniger als 50 ms verkürzt werden.

Die Kommunikation erfolgt dabei über Lichtwellenleiter – nicht nur aus Geschwindigkeitsgründen, sondern auch, weil sie unempfindlich gegen elektromagnetische Störungen sind, die bei einem elektrischen Fehler auftreten können. Außerdem können so ohne Weiteres Kabel nachgerüstet werden, ohne dass es Probleme mit Übersprechen oder Sicherheitsprobleme aufgrund der elektrischen Leitfähigkeit gibt.

Ein Arc Guard System TVOC-2 kann mit bis zu 10 Lichtsensoren ausgerüstet werden. Daneben lassen sich zwei Erweiterungseinheiten mit jeweils zehn zusätzlichen Sensoren anschließen. TVOC-2-Einheiten sind in der Lage, Sensorinformationen untereinander auszutauschen. Die Sensoren sind auf eine gleiche Lichtempfindlichkeit kalibriert, und ihre Platzierung ist relativ unkritisch, da ihre Fischaugen-Optik einen großen Erfassungswinkel bietet. Insgesamt ist das System sehr einfach zu installieren.

Um Fehlauflösungen aufgrund von Kamerablitzern oder Sonnenlicht zu vermeiden, kann die Lichtbogenüberwachung mit einem Stromsensor kombiniert und so eingestellt werden, dass sie nur auslöst, wenn auch ein Überstrom registriert wird.

Das Arc Guard System gewährleistet die Sicherheit von Personen auch bei geöffneter Schaltschranktür, und mit einer Klassifizierung der funktionalen Sicher-

heit gemäß SIL 2 ist das TVOC-2 eines der zuverlässigsten Lichtbogenschutzprodukte auf dem Markt.

Da sie Ausfallkosten und Schäden reduzieren, empfehlen einige Versicherungsunternehmen den Einsatz solcher Systeme und belohnen dies durch günstigere Prämien. Ferner ist in einigen Ländern ein Schutz gegen Unfälle mit Störlichtbögen gesetzlich vorgeschrieben, und Regelwerke wie die Niederspannungsrichtlinie der Europäischen Union verlangen Maßnahmen zur Verhinderung von Schäden durch extreme Hitze, wie sie z. B. von Störlichtbögen hervorgerufen wird.

System pro E power

Die Normenreihe IEC 61439 enthält Regeln und Anforderungen für Schnittstellenmerkmale, Betriebsbedingungen, die Bauweise, das Verhalten und den Nachweis von Niederspannung-Schaltgerätekombinationen. Das Hauptziel der Normen ist es, unter normalen und außergewöhnlichen Betriebsbedingungen wie Überspannungen, Überlast- oder Kurzschlussströmen den sicheren Betrieb zu gewährleisten. Der Fall eines Störlichtbogens im Inneren der Anlage wird in diesen Anforderungen jedoch nicht berücksichtigt.

Was dies angeht, nutzen Hersteller den Technischen Bericht IEC/TR 61641 (bzw. als deutsche Version das Beiblatt 1 „Leitfaden für die Prüfung unter Störlichtbogenbedingungen infolge eines inneren Fehlers“ zur DIN EN 61439-2 „Niederspannung-Schaltgerätekombinationen,

Die Kommunikation erfolgt über Lichtwellenleiter – nicht nur aus Geschwindigkeitsgründen, sondern auch, weil sie unempfindlich gegen die elektromagnetischen Störungen sind.

Teil 2: Energie-Schaltgerätekombinationen“) als Richtlinie. Da es sich hierbei nicht um eine Norm im eigentlichen Sinne handelt, sind die darin beschriebenen Prüfungen nicht obligatorisch. Der Schutz wird nach folgenden Kriterien beurteilt:

1. Bei einem Störlichtbogen öffnen sich ordnungsgemäß gesicherte Türen und Verkleidungen nicht und verbleiben so an ihrer Position, dass mindestens die

Mit der ABB-Schaltanlagenlösung System pro E power und dem Arc Guard System kann die Gefahr von Störlichtbögen minimiert werden.

Anforderungen der Schutzart IP1X gemäß IEC 60529 erfüllt sind. Dieses Kriterium minimiert die Gefahr schwerer Verletzungen durch Stöße von Türen, Verkleidungen usw. und gewährleistet ein Mindestmaß an Schutz gegen versehentliches Berühren von spannungsführenden Teilen.

2. Es werden keine Anlagenteile mit einer Masse von mehr als 60 g herausgeschleudert. Die Ausnahme bilden Teile, die sich lösen und zwischen die Anlage und die Indikatoren (die die Bekleidung von Personen

nachbilden) fallen. Dies minimiert die Gefahr für Personen, von herausgeschleuderten Teilen getroffen zu werden.

3. Störlichtbögen verursachen an den als zugänglich deklarierten äußeren Teilen des Gehäuses bis zu einer Höhe von 2 m keine Löcher durch Verbrennung oder andere Effekte. Dies minimiert die Gefahr schwerer Verletzungen durch direkte Verbrennungen aufgrund des Lichtbogens.
4. Indikatoren entzünden sich nicht (Indikatoren, die sich durch brennende Farbanstriche oder Aufkleber entzünden, sind von dieser Beurteilung ausgenommen).
5. Der Schutzleiterkreis bleibt für den zugänglichen Teil des Gehäuses gemäß IEC 61439-2 funktionsfähig.
6. Die Anlage ist in der Lage, den Störlichtbogen auf den definierten Bereich, in dem er entstanden ist, zu begrenzen, und der Lichtbogen breitet sich nicht auf andere Bereiche innerhalb der Anlage aus. Auswirkungen heißer Gase und Rußablagerungen auf benachbarten Einheiten sind zulässig, sofern lediglich eine Reinigung erforderlich ist.
7. Nach der Klärung des Fehlers bzw. nach Trennung oder Demontage der betroffenen Funktionseinheiten im definierten Bereich ist ein Notbetrieb der verbleibenden Anlage möglich. Dies wird durch eine Isolationsprüfung gemäß IEC 61439-2:2011, 10.9.2, jedoch mit dem 1,5-fachen Wert der Bemessungsbetriebsspannung über einen Zeitraum von 1 min nachgewiesen. Ein Verbiegen oder Verziehen von Türen und Verkleidungen der geprüften Einheit und benachbarter Einheiten ist zulässig, sofern die Einheit ohne Weiteres mit einer Schutzart von

mindestens IPXXB gemäß IEC 60529 wiederhergestellt werden kann.

Außerhalb des vom Hersteller deklarierten geprüften Bereichs sollten alle anderen Einheiten mechanisch und elektrisch voll funktionstüchtig und im Wesentlichen im gleichen Zustand wie vor der Prüfung bleiben.

Der Personenschutz ist gewährleistet, wenn die oben genannten Kriterien 1 bis 5 erfüllt sind; der Personen- und Anlagenschutz ist gewährleistet, wenn die Kriterien 1 bis 6 erfüllt sind, und der Personen- und Anlagenschutz mit eingeschränkter Betriebsfähigkeit ist gewährleistet, wenn die Kriterien 1 bis 7 erfüllt sind.

System pro E power ist die Komplettlösung von ABB für die Niederspannungs-Hauptverteilung. Mit einem Bemessungsstrom von bis zu 6.300 A und einem Kurzschlussstrom von bis zu 120 kA erfüllt das System die Prüfanforderungen gemäß IEC/TR 61641. In der Sprache der IEC/TR 61641 entspricht das System der Störlichtbogenklasse B, d.h. bei einem Störlichtbogen werden die Kriterien 1 bis 6 erfüllt. Durch den Einsatz von Arc Guard System TVOC-2 lassen sich alle Kriterien bis einschließlich 7 erfüllen.

Störlichtbögen stellen eine ernste Gefahr für das Personal und die Ausrüstung in elektrischen Anlagen dar. Mit einer ausgereiften und erprobten Schaltanlagenlösung wie dem ABB System pro E power und einem schnellen und wirksamen Lichtbogenschutzprodukt wie dem Arc Guard System kann die Gefahr von Störlichtbögen auf ein Minimum reduziert werden.

Pavlo Tkachenko

ABB Electrification Products
Bergamo, Italien
pavlo.tkachenko@it.abb.com

Andreas von Lako

ABB Electrification Products
Västerås, Schweden
andreas.von-lako@se.abb.com

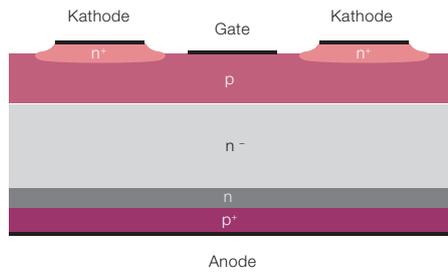


Schalter mit Zukunft

Ein Überblick über jüngste Fortschritte in der IGCT-Technologie für die Hochleistungselektronik

UMAMAHESWARA VEMULAPATI, MUNAF RAHIMO, MARTIN ARNOLD, TOBIAS WIKSTRÖM, JAN VOBECKY, BJÖRN BACKLUND, THOMAS STIASNY – Mitte der 1990er Jahre präsentierte ABB ein neues Mitglied in der Familie der leistungselektronischen Bauelemente: den IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor). Wie der GTO-Thyristor (Gate Turn-Off Thyristor), aus dem er entwickelt wurde, ist der IGCT ein vollständig steuerbarer Halbleiterschalter, der in der Lage ist, die hohen Ströme und Spannungen, wie sie in leistungselektronischen Anwendungen mit hoher Leistung auftreten, zu bewältigen. Der IGCT ist dem GTO hinsichtlich Ausschaltzeit, Größe, Integrationsgrad, Leistungsdichte usw. überlegen, weshalb er sich als bevorzugtes Bauelement für industrielle Mittelspannungsfrequenzumrichter etabliert hat. Darüber hinaus kommt er in einer Vielzahl weiterer Anwendungen wie Windenergieanlagen, STATCOMs und Netzkupplungen zum Einsatz. In den letzten zehn Jahren hat sich die IGCT-Technologie rasant weiterentwickelt.

1 IGCT-Bauelement



1a Schematischer Querschnitt durch einen asymmetrischen IGCT



1b 91-mm-IGCT-Wafer in der Draufsicht



1c Der IGCT-Wafer in einem hermetischen Gehäuse mit integrierter Gate-Einheit

Ein IGCT ähnelt einem GTO-Thyristor in vielerlei Hinsicht. Wie der GTO ist auch der IGCT im Wesentlichen ein Schalter, der durch ein Gate-Signal ein- und ausgeschaltet werden kann. Doch IGCTs bieten einige Vorteile gegenüber GTOs: Sie können höhere Spannungsanstiegsraten vertragen (sodass keine Snubber-Schutzbeschaltung erforderlich ist), sie weisen geringere Durchlassverluste auf; die Ausschaltzeiten sind kürzer und besser steuerbar; die Zellengröße auf dem Siliziumwafer ist kleiner und der feste Gateanschluss führt zu einer geringeren Induktivität. Außerdem ist die Ansteuer-Elektronik in das Package integriert [1] → 1.

In den vergangenen Jahrzehnten haben sich IGCTs in der Hochleistungselektronik etabliert und sind mittlerweile für Spannungen von 4,5 kV bis 6,5 kV in drei Hauptausführungen erhältlich: asymmetrisch, rückwärts leitend (RC-IGCT) und symmetrisch bzw. rückwärts sperrend (RB-IGCT).

- Asymmetrische IGCTs können keine Rückwärtsspannungen von mehr als

ein paar Dutzend Volt sperren. Folglich werden sie dort eingesetzt, wo solche Spannungen nie auftreten – z. B. in einem Schaltnetzteil –, oder sind mit einer geeigneten Antiparalleldiode ausgerüstet, um Ströme in Sperrrichtung zu leiten. Asymmetrische IGCTs besitzen die höchste Leistung bei einer gegebenen Wafergröße.

- RC-IGCTs haben eine in den GCT-Wafer integrierte Diode, um Ströme in Sperrrichtung zu leiten. Allerdings wird dafür Waferfläche benötigt, die zur Erhöhung der Schaltleistung genutzt werden könnte.
- Symmetrische IGCTs sind in der Lage, Rückwärtsspannungen zu sperren, leiten aber Ströme nur in Vorwärtsrichtung.

Das hermetische, druckkontaktierte (Press-Pack) Design des IGCT hat seine Zuverlässigkeit im Hinblick auf den Schutz von Halbleiterbauelementen und die Lastwechselfestigkeit jahrelang in der Praxis bewiesen. Bei den aus mehreren Schichten fortschrittlicher Werkstoffe bestehenden Bauelementen gibt es keine Probleme mit Hohlräumen (Voids) an Lötstellen oder sich abhebenden Bondverbindungen (Bond Liftoff) wie bei anderen Technologien.

IGCT-Entwicklungstrends

In den vergangenen zehn Jahren hat die IGCT-Technologie große Fortschritte gemacht, insbesondere im Hinblick auf niedrigere Durchlassverluste und höhere Leistungsdichten → 2. Leistungssteigerungen basieren in erster Linie auf einer Reduzierung der Verluste und/oder Erhöhung der Betriebstemperaturen durch Vergrößerung des sicheren Arbeitsbereichs (Safe Operating Area, SOA), was wiederum einen höheren Abschaltstrom ermöglicht. Die absolute Leistung wurde zum einen durch Vergrößerung der Standardwafer von 91 mm auf 150 mm Durchmesser und zum anderen durch Integrationskonzepte erhöht, bei denen die volle Funktionalität mit einem Wafer bereitgestellt wird, wo bisher zwei Elemente (IGCT und Diode) erforderlich waren.

Größere Reserven: High-Power-Technologie

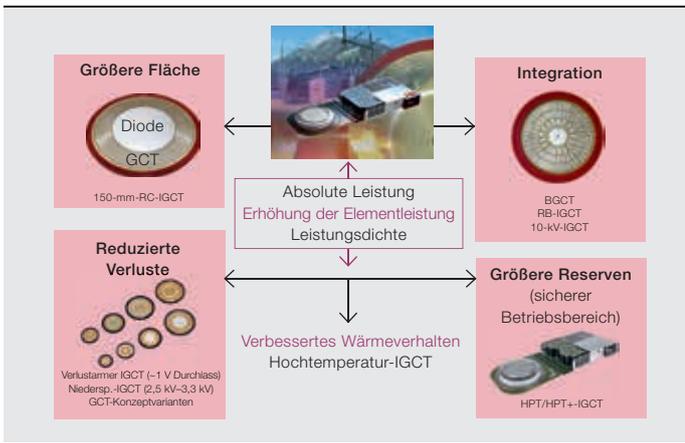
Der größte begrenzende Faktor bei herkömmlichen IGCTs sind weniger Verluste oder thermische Einschränkungen als vielmehr der maximal steuerbare Abschaltstrom. Daher gilt die Einführung der HPT-Plattform (High-Power-Technologie) [2] als bedeutender Fortschritt zur Verbesserung der SOA-Leistung von IGCTs und wichtige Grundlage für zukünftige Entwicklungen.

Die HPT-Technologie ermöglicht eine Erhöhung des maximalen Abschaltstroms von bis zu 40 % bei 125 °C. HPT-IGCTs besitzen eine speziell geformte p-Basis – im Vergleich zu einem „glatten“ Übergang bei herkömmlichen IGCTs –, die einen kontrollierten und gleichmäßigen dynamischen Avalanche-Betrieb mit einer besseren Homogenität entlang des Waferdurchmessers beim Abschalten gewährleistet → 3. Die HPT-Technologie hat sich in IGCT-Produkten mit Nenn-

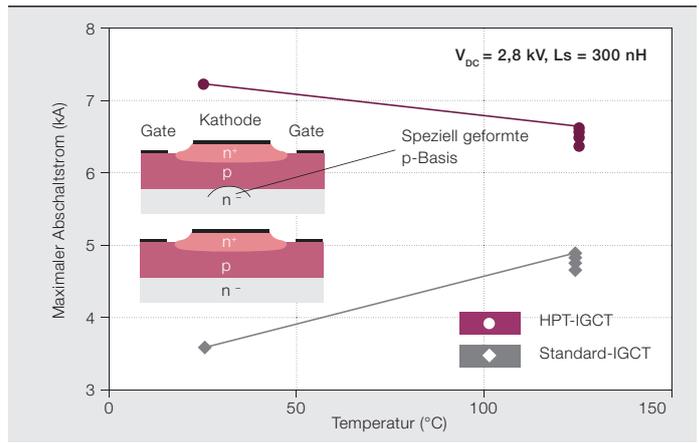
Titelbild

Die Erfindung des IGCT hat die Regeln in der Leistungselektronik verändert. Das Bild zeigt einen IGCT mit Gate-Einheit von ABB.

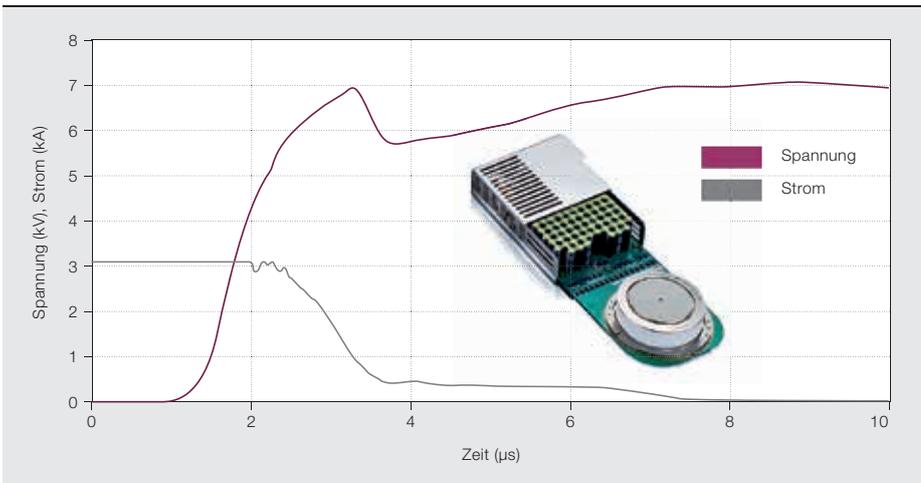
2 Trends in der IGCT-Entwicklung zum Erreichen niedrigerer Verluste und/oder einer höheren Belastbarkeit



3 Experimenteller Vergleich des maximalen Abschaltstroms eines HPT-IGCT und eines standardmäßigen IGCT



4 Gemessene Abschaltkurven eines 91-mm-IGCT für 10 kV bei 3,3 kA, 5,5 kV und 125 °C



spannungen von bis zu 6,5 kV bewährt. In Tests haben HPT-IGCTs mit 91 mm Durchmesser und 4,5 kV Ströme jenseits von 5 kA erfolgreich abgeschaltet und dabei extremen Bedingungen mit einer hohen Streuinduktivität standgehalten.

Integration: RB-IGCT

In manchen Fällen – z. B. bei einem Halbleiter-Leistungsschalter für Gleichstrom, in Wechselstromanwendungen oder in Stromzwischenkreisumrichtern (CSIs) – wird ein symmetrisch sperrendes Schaltelement benötigt. Auch wenn dies mithilfe eines asymmetrischen IGCTs mit einer in Reihe geschalteten Diode erreicht werden könnte, ist die bevorzugte Lösung ein symmetrischer IGCT in einem einzigen Wafer. Da sich das geforderte Leistungsvermögen und einige Betriebsarten von anderen IGCTs unterscheiden, ist eine entsprechende konstruktive Optimierung des Elements erforderlich, um die notwendige Rückwärts-Sperrfähigkeit in Verbindung mit niedrigen Verlusten und einem robusten

Schaltverhalten zu erreichen. Sowohl RB-IGCTs mit 6,5 kV für CSI-Anwendungen als auch RB-IGCTs mit 2,5 kV für bidirektionale DC-Leistungsschalteranwendungen wurden entwickelt. Präsentiert wurde z. B. ein 2,5-kV-RB-IGCT mit 91 mm, der einen Durchlassspannungsabfall von nur 0,9 V bei einem Nennstrom von 1 kA und 125 °C sowie einen maximalen steuerbaren Abschaltstrom von bis zu 6,8 kA bei 1,6 kV und 125 °C aufweist [3].

Integration: Hohe Nennspannungen (10-kV-IGCT)

Mithilfe von IGCTs mit Nennspannungen im Bereich von 8,5–10 kV wäre es möglich, einen Dreistufen-Wechselrichter ohne Reihenschaltung für Netzspannungen von 6 bis 6,9 kV zu realisieren. Ein solches Bauelement würde sich im Vergleich zur Reihenschaltung von zwei 4,5- oder 5,5-kV-Elementen durch einen einfachen mechanischen Aufbau, eine weniger komplexe Ansteuerung und eine hohe Zuverlässigkeit auszeichnen. Um

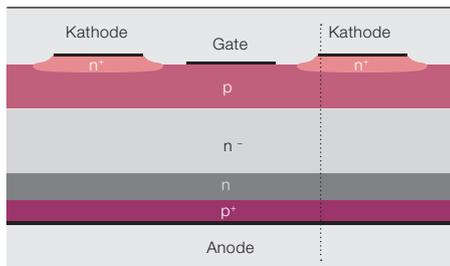
In den vergangenen zehn Jahren hat die IGCT-Technologie große Fortschritte gemacht, insbesondere im Hinblick auf niedrigere Durchlassverluste und höhere Leistungsdichten.

die Machbarkeit dieses Ansatzes zu demonstrieren, wurden Bauelemente mit einer Nennleistung von 10 kV auf Basis der HPT-Plattform hergestellt, die die Funktionsfähigkeit des Konzepts bewiesen haben [4] → 4.

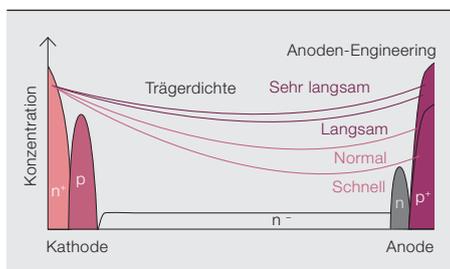
Verbessertes Wärmeverhalten: Hochtemperatur-IGCT (HPT+)

Eine Möglichkeit, die Ausgangsleistung eines bestehenden Umrichterdesigns zu erhöhen, besteht darin, die zulässige Betriebstemperatur des verwendeten Halbleiterelements zu erhöhen. Während dies für den Dauerbetrieb aufgrund der begrenzten Leistungsfähigkeit des Kühlsystems möglicherweise nicht in Frage kommt, kann eine Temperaturerhöhung für den zeitweiligen Betrieb mit hoher Leistung eine geeignete Option darstellen, für die der HPT-IGCT optimiert werden kann. Dementsprechend wurde das Dotierungsprofil der speziell geformten p-Basis weiter optimiert, um ein sicheres Arbeiten im gesamten Temperaturbereich bis 140 °C zu ermöglichen. Darü-

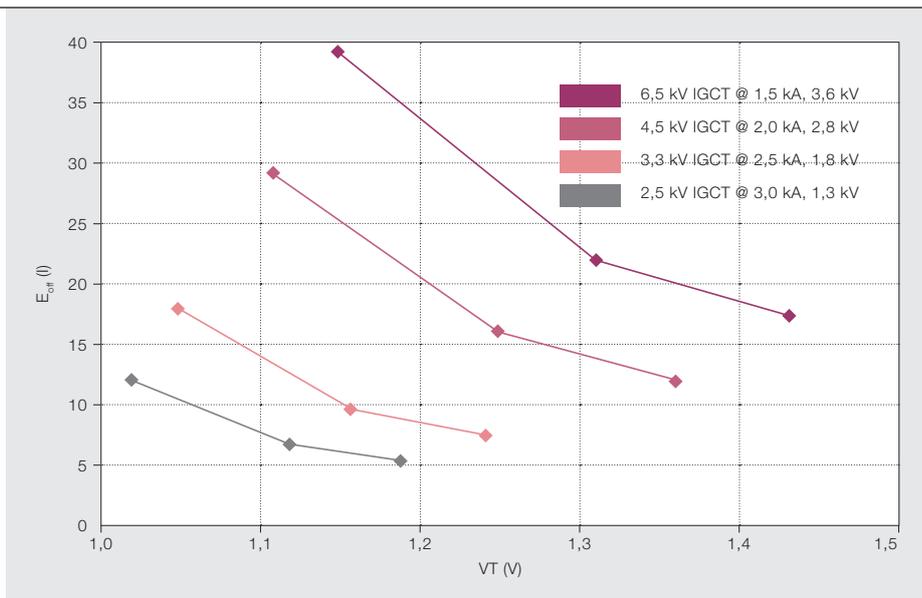
5 Anoden-Engineering beim IGCT



5a IGCT-Struktur



5b IGCT-Dotierung und Trägerprofile entlang des Schnitts a'-a



5c Durch Anoden-Engineering erreichte Technologiekurven von 91-mm-IGCTs verschiedener Spannungsklassen bei 125 °C

ber hinaus wurden die internen Schnittstellen – wie die Metallisierung auf dem Wafer – verbessert, um die thermomechanische Verschleißfestigkeit zu erhöhen. Die Verifizierung dieser Verbesserungen hat begonnen, und die ersten Ergebnisse sind vielversprechend. Ferner weist diese sogenannte HPT+-Technologie aufgrund der optimierten p-Basis im Vergleich zu HPT-IGCTs eine deutlich verbesserte Technologiekurve auf [5].

Reduzierte Durchlassverluste: 3,3-kV-IGCT mit 1 V Durchlassspannung

In den letzten Jahren zeichnet sich ein deutlicher Trend zum Einsatz von mehrstufigen Topologien in vielen leistungselektronischen Anwendungen ab. Solche Produkte arbeiten häufig mit recht niedrigen Schaltfrequenzen, erfordern aber gleichzeitig hohe Stromtragfähigkeiten und/oder eine hohe Effizienz. Aufgrund seiner thyristortypischen geringen Durchlassverluste und harten Ansteuerung ist der IGCT prädestiniert für diese Anwendungen. Allerdings ist eine weitere Optimierung erforderlich, um durch Anoden-Engineering sehr geringe Durchlassspannungen (~ 1 V) zu erreichen und gleichzeitig das gute Gesamtleistungsvermögen zu erhalten → 5.

Da bei der Wahl der Elementspannung für ein mehrstufiges System eine gewisse Freiheit besteht, wurde eine Reihe von Simulationen und Experimenten für verschiedene Spannungsklassen durchgeführt, um zu sehen, welches Leistungs-

vermögen erreicht werden kann [6]. Die verfügbaren Ergebnisse sind in → 5 zusammengefasst und liefern den Konstrukteuren von mehrstufigen Umrichtern Anhaltspunkte für die Systemoptimierung im Hinblick auf die Gesamtverluste der Wechselrichter bei einer bestimmten Topologie, Nennspannung oder einem bestimmten Nennstrom.

Um die Ergebnisse zu verifizieren, wurden erste Prototypen von 3,3-kV-RC-IGCTs hergestellt. Dabei wurden drei verschiedene Anodeninjektionsversuche (A1, A2 und A3) durchgeführt, um sicherzustellen, dass die IGCTs in der Lage sind, auch bei höheren Strömen sehr niedrige Durchlassverluste mit akzeptablen Schaltverlusten zu erreichen [7].

Größere Fläche: RC-IGCT mit 150 mm

Auf der Suche nach immer höheren Leistungen ist der Einsatz von Siliziumwafern mit größerem Durchmesser unausweichlich. Im Vergleich zur bisherigen Technologie bietet die HPT eine verbesserte Skalierbarkeit, was die Konstruktion von Bauelementen jenseits der Standard-Wafergröße von 91 mm ermöglicht. Vor Kurzem wurden erste Prototypen von 4,5-kV-RC-IGCTs mit einem Durchmesser von 150 mm auf Basis der HPT+-Technologie hergestellt. Mit diesen Bauelementen lassen sich Dreistufen-Wechselrichter für bis zu 20 MW realisieren, ohne dass Leistungshalbleiterelemente in Reihe oder parallel geschaltet werden müssen [8] → 6.

Zukunftstrend: vollständige Integration mit dem BGCT

Herkömmliche RC-IGCTs ermöglichen eine bessere Integration von Komponenten im Hinblick auf die Anzahl der Bauteile auf Systemebene und tragen somit zur Verbesserung der Zuverlässigkeit bei. Wie bereits erwähnt, sind bei einem RC-IGCT der GCT und die Diode in einen Wafer integriert, aber – wie in → 2 zu sehen – vollständig voneinander getrennt. Folglich beschränkt sich beim RC-IGCT die Nutzung der Siliziumfläche im GCT-Betrieb auf die GCT-Region und im Diodenbetrieb auf die Diodenregion. Aus diesem Grund wurde ein neues, vollständig integriertes Konzept entwickelt, aus dem der BGCT (Bi-Mode Gate-Commutated Thyristor) hervorgegangen ist. Dieser integriert einen IGCT und eine Diode in einer einzigen Struktur, wobei sowohl im GCT- als auch im Diodenbetrieb das gleiche Siliziumvolumen genutzt wird [9] → 7. Jedes Segment fungiert dabei entweder als GCT-Kathode oder als Diodenanode.

Diese besondere Art der Integration ermöglicht nicht nur eine bessere Nutzung der Dioden- und GCT-Bereiche, sondern führt auch zu einer besseren Wärmeverteilung, einer sanfteren Sperrverzögerung und einem niedrigeren Leckstrom im Vergleich zu herkömmlichen RC-IGCTs. Das BGCT-Konzept wurde experimentell an Prototypen mit 38 mm Durchmesser und 4,5 kV sowie 91 mm Durchmesser und 4,5 kV nach-



Grid4EU

Grundlagen für die Entwicklung der Stromnetze von morgen

GUNNAR BJÖRKMAN, PETER NOGLIK, ERIK HAMRIN, JIRI NEDOMLEL – Grid4EU ist ein innovatives Smart-Grids-Projekt, das von sechs europäischen Verteilnetzbetreibern ins Leben gerufen und in enger Partnerschaft mit einer Reihe von Energieversorgern, Herstellern und Forschungseinrichtungen durchgeführt wurde.

Dabei wurden zwischen November 2011 und Januar 2016 verschiedene innovative Konzepte und Technologien systematisch an realen Anlagen getestet. Das Ziel war es, einige der technischen, wirtschaftlichen, gesellschaftlichen, ökologischen und gesetzlichen Hürden für die Realisierung von Smart Grids aufzuzeigen und Möglichkeiten zu deren Beseitigung zu prüfen.



Der in den letzten Jahrzehnten wachsende Anteil erneuerbarer Energien in den europäischen Verteilnetzen macht es zunehmend schwieriger, die Stabilität und Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten. Nach den Plänen der Europäischen Kommission sollen bis zum Jahr 2030 mindestens 40% des Strombedarfs auf dem Kontinent aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Dieses ehrgeizige Ziel verlangt von den Verteilnetzbetreibern (VNBs) weitreichende Veränderungen beim Betrieb ihrer Netze.

Aus diesem Grund hat die EU im Rahmen des Grid4EU-Projekts sechs große VNBs sowie 21 spezialisierte Technologieunternehmen und Hochschulpartner an einen Tisch gebracht. Grid4EU ist das bislang größte von der EU geförderte Smart-Grid-Projekt, bei dem auch ABB

als Ausrüstungslieferant und Systementwickler eine wichtige Rolle spielte. Der Name Grid4EU steht für „Large-scale Demonstration of Advanced Smart Grid Solutions with wide Replication and Scalability Potential for Europe“. Ziel des Projekts war es, das Potenzial für intelligente Stromnetze (Smart Grids) in Europa zu untersuchen und die Grundlagen für einen großflächigen Einsatz von Smart-Grid-Technologien zu legen.

Im Rahmen des Projekts untersuchten die sechs VNBs gemeinsam mit ihren Partnern die Praxistauglichkeit verschiedener Smart-Grid-Technologien bei verschiedenen klimatischen Bedingungen, Netztopologien, Bevölkerungsdichten und gesetzlichen Vorgaben, wobei auch Aspekte wie Skalierbarkeit, Replizierbarkeit und Kosten-Nutzen-Verhältnis berücksichtigt wurden.

In einem systemischen Ansatz sollte unter realen Bedingungen geprüft werden, welche Möglichkeiten VNBs zur dynamischen Regelung von Angebot und Nachfrage im Stromnetz zur Verfügung stehen. Eine solche Regelung ist für die Integration großer Mengen erneuerbarer Energien unerlässlich und ermöglicht eine aktive

Beteiligung der Stromkunden. Letztendlich sollten die getesteten Lösungen zur Verbesserung der Effizienz, Zuverlässigkeit, Flexibilität und Stabilität des Netzes beitragen → 1.

Folgende Einschränkungen mussten bei dem Projekt berücksichtigt werden:

- Vorhandene Stromnetze bestehen aus langlebiger Ausrüstung, die nicht problemlos erneuert oder aufgerüstet werden kann.
- In Europa herrschen von Land zu Land zum Teil erheblich unterschiedliche technische, wirtschaftliche, gesellschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen.

ABB war an drei Demonstrationsprojekten beteiligt, die im Folgenden näher beschrieben werden. Hinzu kamen drei

Die EU brachte im Rahmen des Grid4EU-Projekts sechs große VNBs sowie 21 Technologieunternehmen und Hochschulpartner an einen Tisch.

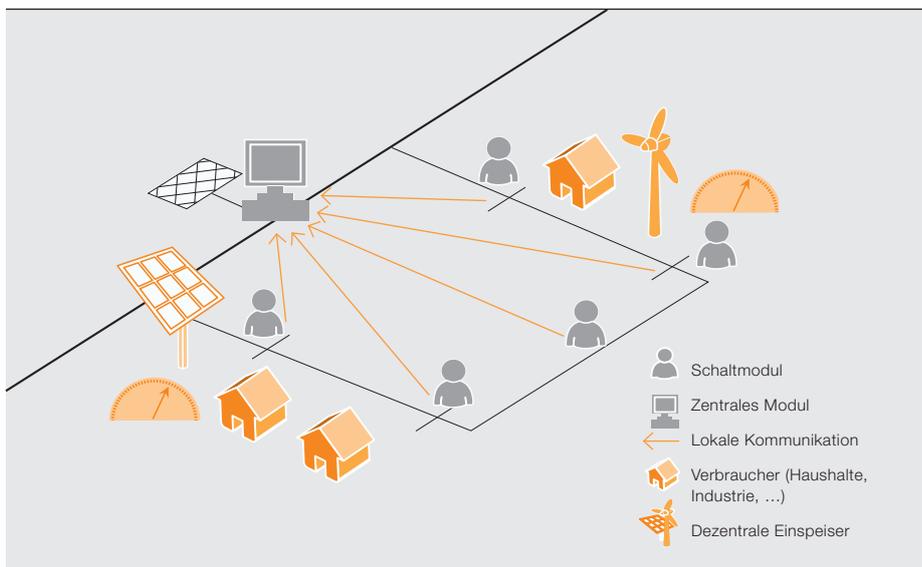
weitere Demonstrationsprojekte unter der Leitung von Iberdrola, ENEL und ERDF, in denen andere technische Aspekte implementiert wurden. Darüber hinaus umfasste das Projekt eine Reihe

Titelbild

Das Projekt Grid4EU hat den Teilnehmern geholfen, die Herausforderungen bei der zukünftigen Entwicklung des europäischen Stromnetzes besser zu verstehen.

Bei dem Projekt sollte unter realen Bedingungen geprüft werden, wie Angebot und Nachfrage im Stromnetz dynamisch geregelt werden können.

2 Projekttopografie



von allgemeinen Arbeitspaketen zur Untersuchung von Aspekten wie Skalierbarkeit, Replizierbarkeit und Kosten-Nutzen-Analyse. Näheres hierzu, zu den Demonstrationsprojekten von ABB und zu den allgemeinen Arbeitspaketen kann auf der Grid4EU-Website (www.grid4eu.eu) und im Grid4EU-Abschlussbericht nachgelesen werden.

Demonstrationsprojekt 1

Der Grundgedanke des Demonstrationsprojekts 1 bestand darin, den Automatisierungsgrad im Mittelspannungs-(MS-)Netz so zu erweitern, dass das Netz in der Lage ist, sich selbst zu rekonfigurieren, um den Betrieb zu optimieren.

Das Demonstrationsprojekt 1 wurde von der RWE Deutschland AG mit Unterstützung von ABB und der Technischen Universität Dortmund durchgeführt. Die Ziele waren:

- Erhöhung des Automatisierungsgrads im MS-Netz, um eine steigende Anzahl dezentraler Einspeiser zu integrieren.
- Erhöhung der Netzzuverlässigkeit durch kürzere Wiederversorgungszeiten nach Netzstörungen bei gleichzeitiger Vermeidung von Überlastungen und Erhaltung der Spannungsqualität
- Reduzierung von Netzverlusten

Für das Demonstrationsprojekt 1 wurde die nordrhein-westfälische Gemeinde Reken ausgewählt, da dort die regenerative Erzeugung die Maximallast bereits um rund 20 % überstieg und eine weitere Zunahme dezentraler Einspeisung zu

erwarten ist. Hinzu kam ein bis dahin geringer Überwachungs- und Automatisierungsgrad. Alle Aspekte zusammen machten Reken zu einem typischen Beispiel für die Probleme, mit denen viele Netzbetreiber in Europa zu kämpfen haben.

Die Grundidee des Projekts bestand darin, die Ziele durch den Einsatz eines autonom arbeitenden Multi-Modul-Systems (MMS) zu erreichen. Dabei wurden zwei Typen von Modulen eingesetzt: Messmodule und Schaltmodule. Während Messmodule lediglich die aktuellen Messwerte ermitteln und eine Vorhersage der Lastsituation für die nächsten Stunden liefern, erlauben es Schaltmodule, die Trennstelle innerhalb des Netzes zu verschieben. Eine in der Umspannstation installierte Zentraleinheit sammelt alle erforderlichen Daten und generiert z. B. im Falle von Spannungsbandverletzungen eine entsprechende Schaltfolge, um die Trennstelle so zu verschieben, dass die Vorgaben erfüllt werden. Die Möglichkeit des autonomen Schaltens erlaubt eine dynamische Rekonfiguration der Netztopologie, was einem neuartigen Betriebskonzept entspricht → 2.

Bei diesem Demonstrationsprojekt war ABB für die Entwicklung der Sekundärtechnik und die Bereitstellung einer gesicherten Kommunikation verantwortlich. Als Grundkomponenten dienten die Fernwirkheiten (Remote Terminal Units, RTUs) der Familie RTU540, die durch Messeinheiten vom Typ 560CVD11 und 560CVD03 ergänzt wurden → 3.



Diese Module wurden in verschiedenen Ortsnetzstationen, angefangen von neuen Kompaktstationen über begehbare Stationen bis hin zu speziellen Schaltschränken für die Schaltanlagen, integriert → 4. Das dazugehörige zentrale Modul in der Umspannstation ist schlank ausgeführt und besteht aus fünf RTU560CMU05s in einer Rack-Konfiguration.

Die Software für das MMS wurde von der TU Dortmund mit Unterstützung von ABB entwickelt. Um eine möglichst große Flexibilität zu gewährleisten, wurde die gesamte Software mithilfe der in der RTU540 integrierten speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) implementiert. Ein wichtiger Aspekt der Entwicklung war, dass zunächst die Funktionalität im Labor geprüft werden musste, bevor die ersten Tests im Feld durchgeführt werden konnten. Dazu wurde eine „Hardware-in-the-Loop“-Simulation eingerichtet, die die gleiche Anzahl von Modulen umfasste wie das reale System und mit einer vollständigen Netzsimulation gekoppelt war.

Erste Ergebnisse haben gezeigt, dass durch den Einsatz des MMS der Netzausbau in Reken um mindestens drei bis vier Jahre verzögert und die Verluste um bis zu 28 % gesenkt werden können. Angesichts dieser positiven Ergebnisse denkt RWE bereits über eine zweite MMS-Installation nach.

Demonstrationsprojekt 2

Schwerpunkt des Demonstrationsprojekts 2 unter der Leitung von Vattenfall

war die Verbesserung der Überwachung des Niederspannungs-(NS-)Netzes. Hierbei kam die ABB MicroSCADA-Pro-Plattform mit dem ABB DMS600 und dem ABB SYS600 Historian zum Einsatz. Mit diesem System werden die Daten von den angebotenen RTUs in den Ortsnetzstationen und von intelligenten Zählern bei Kunden gesammelt und visualisiert.

Auf Basis dieser Informationen ist das System in der Lage, Funktionalitäten wie Berichte zur Versorgungsqualität, die Erkennung von Ausfällen sowie die Auswertung von technischen und nichttechnischen Verlusten bereitzustellen. Außerdem bietet es die Möglichkeit, Meldungen von Kundenzählern in das DMS600 zu integrieren, sodass das Bedienpersonal sofort über Vorfälle bei Kunden informiert werden kann. Die RTUs kommunizieren über integrierte GPRS-Modems und senden ihre Daten über das IEC 60870-5-104-Protokoll an die Leitwarte.

Im Rahmen des Projekts wurden über 100 Stationen mit RTU-Schaltschränken von ABB ausgerüstet, die robust, kostengünstig und einfach zu installieren sind. „Einfach“ bedeutet hier, dass ein einziger Schranktyp in verschiedene Arten von Stationen passt. Eine Reihe von kompakten RTU-Schränken wurde eigens im Rahmen des Projekts entwickelt.

Für die Überwachung von NS-Netzen ist es wichtig, dass sämtliche Informationen, die dem Bedienpersonal angezeigt

Durch den Einsatz des MMS können der Netzausbau in Reken um mindestens drei bis vier Jahre verzögert und die Verluste um bis zu 28 % gesenkt werden.

werden, aussagekräftig und leicht verständlich sind. Beim Demonstrationsprojekt 2 waren die Mitarbeiter des VNB an der Bestimmung der für sie wichtigsten Funktionalitäten beteiligt → 5. Dazu gehört insbesondere die Funktion zur Erkennung von Ausfällen und den zugehörigen Daten zum Zustand von Stationen, NS-Abgängen und sogar zu den einzelnen Phasen der NS-Abgänge → 6. Funktionen zum Vergleich der in Rechnung gestellten und der gelieferten Energie sowie ein Grundgerüst zur Auswertung von Daten zur Spannungsqualität sind ebenfalls vorhanden.

Mit dem Demonstrationsprojekt 2 haben die Partner gezeigt, dass es möglich ist, kostengünstige Werkzeuge zur Überwachung eines NS-Netzes zu entwickeln und bereitzustellen. Die vom VNB durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse zeigt, dass das System aktiv zu einer Senkung der durchschnittlichen Ausfalldauer je versorgtem Verbraucher (System Average Interruption Duration Index, SAIDI) um fünf bis zwölf Prozent beiträgt.

Die Ergebnisse des Demonstrationsprojekts 2 bilden die Grundlage für die Teilnahme von ABB an dem geplanten Smart-Grid-Projekt „Upgrid“ und tragen zur Stärkung des Netzautomatisierungsportfolios von ABB in Schweden bei.

Demonstrationsprojekt 5

Das Demonstrationsprojekt 5 wurde unter der Leitung des tschechischen VNB ČEZ Distribuce entwickelt und durchgeführt. Ziel war es, Versorgungs-



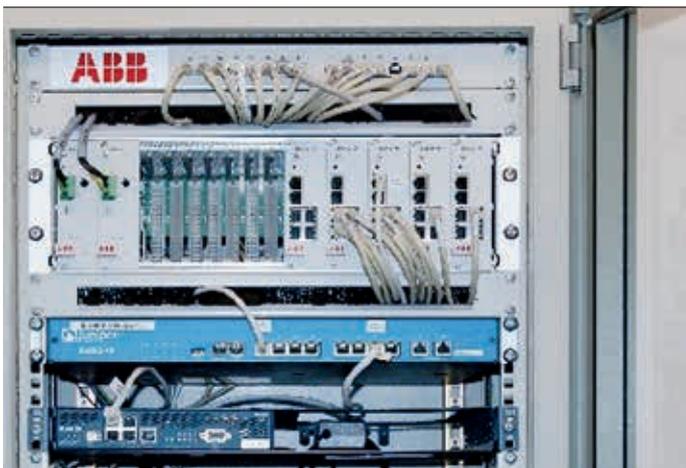
4a Neue intelligente Kompaktstation



4b Schranklösung mit neuer Schaltanlage und zusätzlicher „Intelligenz“ für bestehende Ortsnetzstationen



4c Ersatz vorhandener Schaltanlagen in einer begehbaren Ortsnetzstation



4d Master-RTU in der Umspannstation

Das Demonstrationsprojekt 2 hat gezeigt, dass es möglich ist, kostengünstige Werkzeuge zur Überwachung des NS-Netzes zu entwickeln und bereitzustellen.

qualitätsmessungen durchzuführen und das Management von Ausfällen auf MS- und NS-Ebene bis hin zum Inselbetrieb zu demonstrieren.

Außerdem wurden die Auswirkungen durch das Laden von Elektrofahrzeugen auf ein Verteilnetz untersucht. Dies wurde vorwiegend durch die Installation von fernsteuerbaren Geräten, die Einrichtung einer schnellen Kommunikationsinfrastruktur und Modifikationen am SCADA-System (Supervisory Control and Data Acquisition) zur Unterstützung eines automatisierten Betriebs erreicht. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch während des Inselbetriebs und das Umschalten in den bzw. aus dem Inselbetrieb wurden von einem automatisierten System übernommen.

Das automatisierte Ausfallmanagement auf der MS-Ebene minimiert die Auswirkungen auf die Kunden im Falle eines Netzfehlers. Dazu wurden in dem Ort

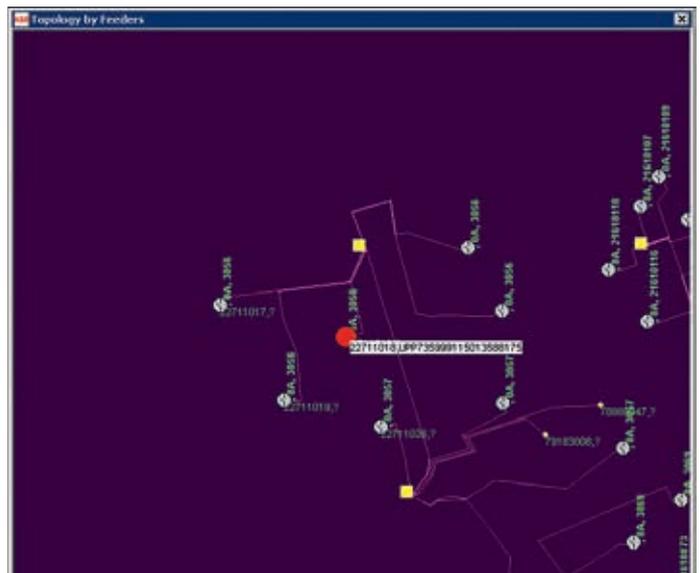
Vrchlábí mehrere Ortsnetzstationen mit neuer Technik versehen, darunter sechs Stationen zur Bildung von Trennstellen mit Leistungsschaltern, RTUs und IEDs. Andere Stationen „ohne Trennfunktion“ wurden mit Lasttrennschaltern, RTUs und Fehlerstromanzeigern an den MS-Abgängen ausgestattet. Für die Automatisierung auf der MS-Ebene mussten entsprechende Kommunikationswege und die entsprechende Logik im lokalen SCADA-System implementiert werden. Insgesamt wurden 27 Stationen mit den für das Demonstrationsprojekt 5 erforderlichen Komponenten ausgerüstet.

Die implementierte Funktionalität hilft dabei, die Zahl der betroffenen Kunden bei einem Ausfall so klein wie möglich zu halten. Im Idealfall können Stromausfälle vollständig vermieden und die Zeit zur Fehlerlokalisierung und -isolierung deutlich verkürzt werden. Simulationen auf der Grundlage der Fehlerdaten von 18 Monaten ergaben eine Verkürzung

5 Die Ereignisansicht ermöglicht das Navigieren durch Zähleralarmlisten und das Sortieren von Ereignissen

Code	LV customer code	LV network	State	Time Stamp
UPF73599115013691647	2259932	<S5000075	Meter down	2015-11-09 21:46:4
UPF73599115014105909	72493181	<S5000085	Meter down	2015-11-09 21:59:3
UPF73599114971957874	70303073	<S5000014	Meter down	2015-11-09 22:01:2
UPF73599114971958475	70303073	<S5000014	Meter down	2015-11-09 22:04:3
UPF73599115013649844	72494950	<S5000010	Overcurrent phase 1	2015-11-09 22:12:0
UPF73599114971888959	72454969	<S5000038	Overcurrent phase 2	2015-11-09 22:33:0
UPF73599114971957981	70303073	<S5000014	Meter down	2015-11-09 22:36:3
UPF73599115014105145	72501790	<S5000017	Meter down	2015-11-09 22:36:3
UPF73599114971910985	72228362	<S5000010	Overcurrent phase 1	2015-11-09 22:40:2
UPF73599115013799999	72497238	<S5000032	Overcurrent phase 1	2015-11-09 22:45:2
UPF73599115013680315	72494073	<S5000073	Overcurrent phase 3	2015-11-09 23:15:3
UPF73599114972173625	75634105	<S5000038	Overcurrent phase 3	2015-11-09 23:24:2
UPF73599115013580175	22711018	<S5000064	Meter down	2015-11-09 23:56:1
UPF73599115014236457	22711018	<S5000064	Meter down	2015-11-09 23:51:5
UPF73599115013660802	72493969	<S5000073	Overcurrent phase 3	2015-11-09 23:56:11
UPF73599114972141901	74819495	<S5000058	Meter down	2015-11-09 23:56:4
UPF73599114971958452	70303073	<S5000014	Meter down	2015-11-10 00:00:3
UPF73599115014127237	72493156	<S5000017	Overcurrent phase 2	2015-11-10 00:14:4
UPF73599115014130695	72493154	<S5000015	Overcurrent phase 3	2015-11-10 00:21:2
UPF73599115013777005	72504450	<S5000013	Device tampering	2015-11-10 00:25:11
UPF73599115013992215	72496006	<S5000132	Overcurrent phase 1	2015-11-10 00:29:4
UPF73599114971864090	71704430	<S5000075	Meter down	2015-11-10 00:39:5
UPF73599115013886629	22809309	<S5000070	Phase loss phase 2	2015-11-10 02:33:4
UPF73599114972141901	74819495	<S5000058	Meter down	2015-11-10 02:53:9
UPF73599114972141909	74819495	<S5000058	Meter down	2015-11-10 04:02:5

6 DMS600-Ansicht verschiedener Kundenzähler mit einem durch einen roten Punkt gekennzeichneten Ereignis



der für die Fehlerlokalisierung und -isolierung erforderlichen Zeit um 85 %.

Die Inselbildung wurde als Lösung für Regionen gewählt, in denen es aufgrund klimatischer oder geografischer Bedingungen häufig zu Ausfällen kommt. Der Inselbetrieb wurde auf der 10-kV-Ebene und nach Harmonisierung der Netze auch im 35-kV-Netz des Stadtgebiets von Vrchlabí getestet. Während des Inselbetriebs wurde die Stromversorgung von einem innerhalb des Inselbereichs installierten Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 1,56 MW übernommen. Auf diese Weise sollte getestet werden, inwieweit ein vordefiniertes Netz in der Lage ist, sich bei einem Ausfall der nächsthöheren Spannungsebene vom umgebenden MS-Netz zu trennen und einen ausgeglichenen Betrieb innerhalb der Insel aufrechtzuerhalten. Die Voraussetzungen für einen erfolgreichen Inselbetrieb sind: Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazität, Anpassung von Schutzeinstellungen, Vorhandensein einer Kommunikationsinfrastruktur und Einsatz von Automatisierungstechnik. Dabei muss die Ausrüstung in der Lage sein, drei Aufgaben zu erfüllen:

- Trennung des vordefinierten (Insel-) Bereichs
- Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Insel für die Dauer des Ausfalls
- Wiederanbindung des Inselbereichs an das reguläre MS-Netz

Der Inselbetrieb wurde in zwei erfolgreichen Funktionstests demonstriert, von denen der erste im Juni 2014 und der zweite im Juni 2015 durchgeführt wurde.

Das Grid4EU-Projekt hat anhand von realen Anlagen gezeigt, dass die Technologie für Smart Grids bereits zur Verfügung steht und unter verschiedenen Netz- und Klimabedingungen in ganz Europa funktionieren kann. Schwerpunkt des Projekts waren nicht nur neue Smart-Grid-Funktionalitäten, sondern auch deren großflächiger Einsatz. Allerdings hat es auch gezeigt, dass es noch viele Herausforderungen hinsichtlich Skalierbarkeit, Replizierbarkeit und Kosten-Nutzen-Verhältnis zu bewältigen gibt. Bei der Podiumsdiskussion anlässlich der Abschlussveranstaltung im Januar 2016 in Paris erklärten die Geschäftsführer der teilnehmenden VNBs, dass dies der Zeitpunkt sei, um „mutig zu sein und in das Smart Grid zu investieren. Die größten Herausforderungen für uns liegen in der Wirtschaftlichkeit und in der persönlichen Einstellung der beteiligten Personen. Doch diese Herausforderungen werden bewältigt werden, und die Investitionen werden und müssen beginnen.“

Kennzeichnend für das Projekt war eine sehr gute Zusammenarbeit zwischen den VNBs und den anderen Teilnehmern. Dies mag eines der Ziele der EU gewesen sein, als sie Grid4EU ins Leben rief. Für ABB werden die Investitionen im Bereich Smart Grids und die im Rahmen

des Projekts entstandenen Beziehungen zu einer Stärkung des Geschäfts beitragen. Schon jetzt hat ABB Folgeaufträge erhalten, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Teilnahme am Projekt stehen.

Diese Arbeit wurde von der Europäischen Kommission unter dem 7. Rahmenprogramm (FP7) im Rahmen des Projekts Grid4EU gefördert (Grant Agreement ENER/FP7/268206).

Gunnar Björkman
Ehemaliger ABB-Mitarbeiter und ABB-Koordinator für Grid4EU

Peter Noglik
ABB Corporate Research
Ladenburg, Deutschland
peter.noglik@de.abb.com

Erik Hamrin
ABB Grid Automation
Västerås, Schweden
erik.hamrin@se.abb.com

Jiri Nedomlel
ABB Grid Automation
Trutnov, Tschechische Republik
jiri.nedomlel@cz.abb.com





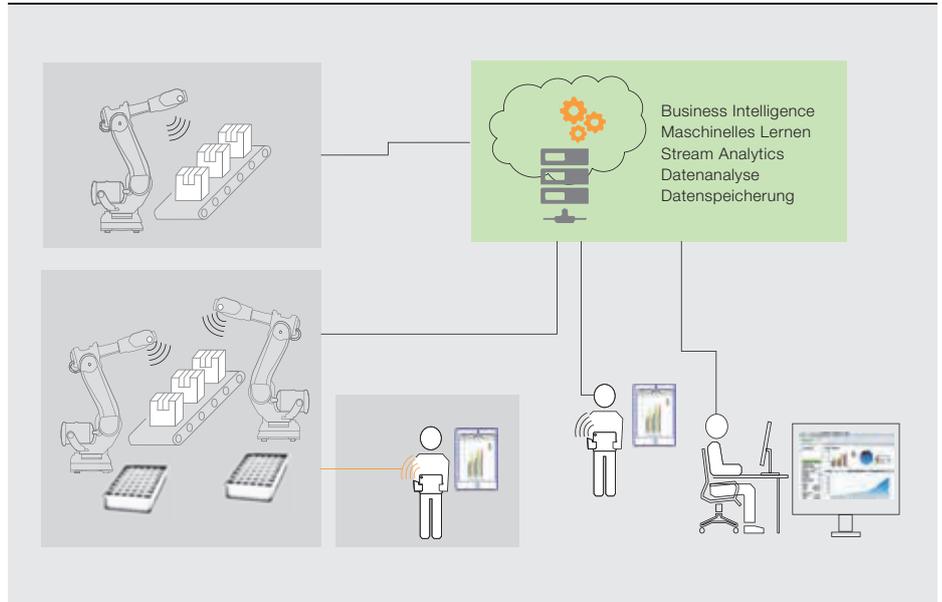
Roboter in der Cloud

Intelligente Roboter nutzen das Internet der Dinge, Dienstleistungen und Menschen von der Peripherie bis zur Cloud

HONGYU PEI-BREIVOLD, KRISTIAN SANDSTRÖM, LARISA RIZVANOVIC, MARKO LEHTOLA, SAAD AZHAR, ROGER KULLÄNG, MAGNUS LARSSON – Es bestehen kaum Zweifel, dass die Robotik unsere Produktionssysteme in naher Zukunft grundlegend verändern und deren Automatisierungsgrad drastisch erhöhen wird. Um dies zu erreichen, muss der menschliche Aufwand, der zur Einrichtung automatisierter Aufgaben erforderlich ist, erheblich reduziert werden. Mit anderen Worten, Roboter müssen selbst herausfinden, wie sie Probleme lösen und sich an dynamische Umgebungen anpassen. Dieser Schritt wird ermöglicht durch das sogenannte Internet der Dinge, Dienstleistungen und Menschen (IoTSP). Das IoTSP erleichtert die Entwicklung neuer Technologien und Geschäftsmodelle, die eine umfangreiche Datenpropagierung, Datenstromanalysen und maschinelles Lernen in der Wirklichkeit werden lassen.

Titelbild

Das IoTSP wird eine wesentlich breitere Nutzung von Robotern ermöglichen, als es zurzeit der Fall ist.



Es wird erwartet, dass der Einsatz der Robotik in der Fertigung und Automatisierung in naher Zukunft erheblich zunehmen wird, was wiederum eine rasche Expansion des Marktes für Industrieroboter nach sich ziehen wird [1]. Voraussetzung hierfür ist, dass Industrieroboter in deutlich mehr Automatisierungsszenarien Anwendung finden als es zurzeit der Fall ist.

Heute sind Roboter in der Lage, unermüdlich und wiederholt komplexe Aufgaben wie Schweißen, Lackieren, die Fertigung von Fahrzeugen und bestimmte Arten der Montage mit hoher Präzision durchzuführen. Es gibt jedoch eine Vielzahl weiterer Fertigungs- oder Montage-szenarien, die von einer roboterbasierten Automatisierung profitieren würden, aber schwierig zu automatisieren sind. Mögliche Gründe hierfür sind z. B. geringe Produktionsmengen oder nicht ausreichend kontrollierte Umgebungen. In vielen Fällen spielt der Mensch eine wichtige Rolle. Wenn der Einsatz von Robotern auf diese anspruchsvollen Szenarien ausgedehnt werden soll, müssen Roboter flexibler, leichter programmierbar und autonomer werden. Außerdem müssen Roboter nicht nur in der Lage sein, vom Menschen und der Umwelt bereitgestellte Informationen intelligenter zu nutzen, sondern sie müssen auch Informationen auf intelli-

gentere Weise für den Menschen kanalisieren. Dies kann geschehen, indem sie bekannte Informationen analysieren, Wissen daraus ableiten und dieses auch für Nichtfachleute leicht zugänglich machen.

Die Bedeutung von IoT- und Cloud-Technologien

Mithilfe kommerzieller IoT- (Internet of Things) und Cloud-Technologien können bereits große Mengen von Sensordaten und anderen Geräteinformationen an Rechenzentren übertragen werden. Dort können die Gerätedaten mittels Datenstromanalyse (Stream Analytics) in Echtzeit zur weiteren Filterung, Selektion und Bündelung verarbeitet werden.

Die verarbeiteten Informationen können in verschiedene Cloud-Dienste wie Business-Intelligence-(BI-)Tools übertragen werden, die Rohdaten in Tabellen und Diagramme verwandeln und somit einen unmittelbaren Einblick in Produktionssituationen liefern. Außerdem können die Informationen von maschinellen Lernsystemen genutzt werden, um z. B. Vorhersagen für die Prozessoptimierung und die vorbeugende Instandhaltung zu treffen. Viele solcher hochgradig skalierbaren und kostengünstigen Dienste, die in der Lage sind, große Mengen von Daten in

Rechenzentren zu analysieren, sind bereits verfügbar.

Natürlich muss eine solche Analyse mit größter Sicherheit und Datenintegrität erfolgen. Ferner muss die notwendige Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit gewährleistet bleiben.

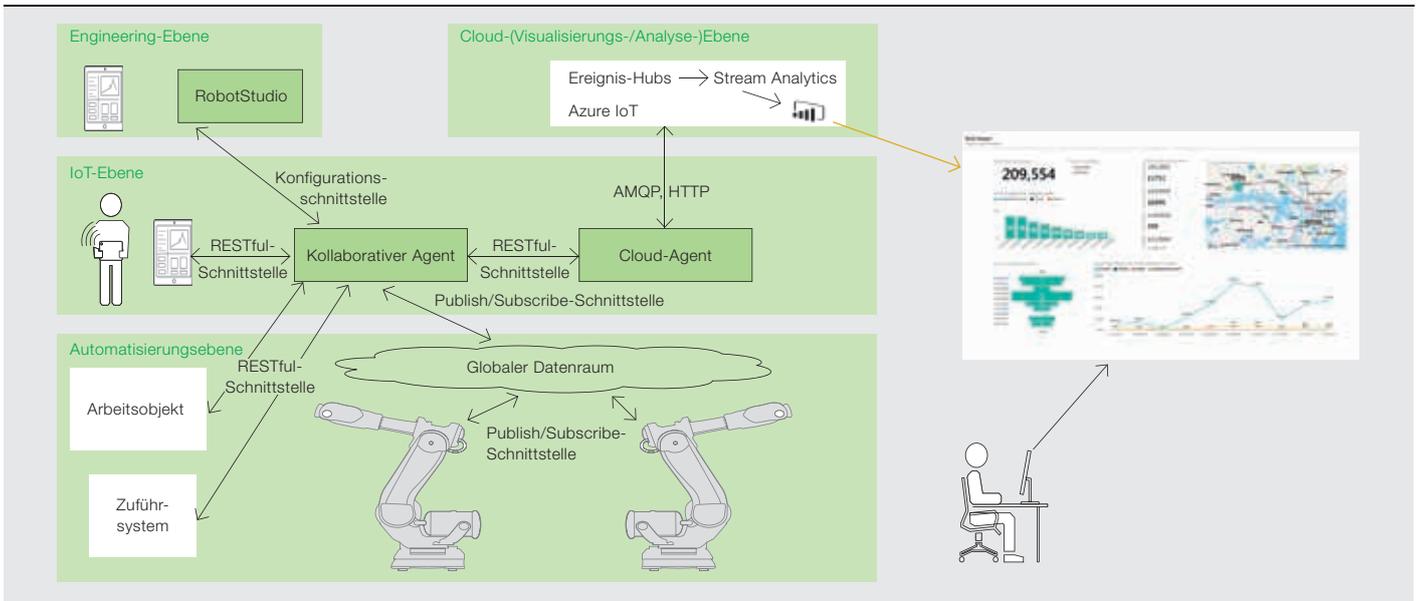
Durch Erweiterung der Fähigkeiten von Robotern mithilfe von IoT- und Cloud-Technologien und Verlagerung eines Großteils der Speicherung, Analyse und Rechenarbeit in Rechenzentren können zukünftige Anforderungen an die Intelli-

Es gibt eine Vielzahl von Fertigungs- oder Montage-szenarien, die von einer roboterbasierten Automatisierung profitieren würden, aber schwierig zu automatisieren sind.

genz von Robotern mit großer Wahrscheinlichkeit ohne Erhöhung der Kosten oder physischen Größe von Controllern erfüllt werden.

Motivationsbeispiel

Auf welche Art und Weise das IIoT dabei helfen kann, die Betriebsleistung in robotergestützten Produktionsszenarien zu verbessern, lässt sich an folgendem



Wenn der Einsatz von Robotern auf anspruchsvollere Szenarien ausgedehnt werden soll, müssen Roboter flexibler, leichter programmierbar und autonomer werden.

Beispiel veranschaulichen: In einer Kleinteilmontagezelle arbeiten zwei Roboter zusammen. Die Kleinteile werden auf zwei getrennten Zuführsystemen bereitgestellt. Die Roboter nehmen die Teile von ihren jeweiligen Zuführsystemen auf, montieren sie und legen die Baugruppe auf einem Förderband ab. Ein Bediener oder der Produktionsleiter kann mithilfe eines mobilen Geräts jederzeit und von jedem Ort aus den Produktionsstatus überwachen und Informationen über die Geräte in der Produktionszelle abrufen. Außerdem können prädiktive gerätespezifische Leistungskennzahlen (Key Performance Indicators, KPIs) geprüft werden, um Instandhaltungsentscheidungen zu unterstützen.

Bei einer plötzlichen Störung – wenn z. B. ein Zuführsystem aufgrund eines Problems mit der Versorgung eines Montage-

teils langsamer wird – werden Informationen zwischen den Robotern, Zuführsystemen und dem Förderband ausgetauscht, die ihre Geschwindigkeit an die neuen Umstände anpassen. Der Bediener wird über sein mobiles Gerät über die Situation informiert. Liegt die Betriebsleistung innerhalb einer bestimmten Toleranz, entscheidet sich der Bediener eventuell dafür, den Produktionsprozess nicht zu unterbrechen. Oder – im Falle eines fehlerhaften Zuführsystems – kann er die KPIs der Geräte überprüfen, um festzustellen, dass demnächst einige Teile am Zuführsystem ausgetauscht werden sollen. Dies kann bedeuten, dass das System in seinem momentanen Zustand weiterbetrieben werden kann, bis der Service durchgeführt wird. So kann eine möglicherweise teure Produktionsabschaltung vermieden werden.

Lösungsstrategie

Das eben beschriebene Szenario verlangt eine entsprechende industrielle Steuerungstechnik, Sensornetzwerke und Aktuatoren, die auf ein vorhersehbares zeitliches Verhalten der Robotersteuerung in Echtzeit angewiesen sind. Eine weitere Voraussetzung ist eine Reihe von intelligenten Roboter-Servicefunktionen, die mithilfe von IoT-Technologien implementiert werden können, um die Betriebsleistung im Fertigungsbereich zu verbessern. Eine Möglichkeit, diese Konstellation von Anforderungen umzusetzen, besteht darin:

- den Datenaustausch zwischen angeschlossenen Robotern und

- anderen Geräten innerhalb einer Produktionszelle zu ermöglichen,
- Echtzeit-Roboteranwendungen, die eine sehr geringe und vorhersehbare Latenz erfordern, an der Netzwerkperipherie oder in den Robotersteuerungen zu implementieren,
- umfangreiche BI und Datenanalysen in ein entferntes Rechenzentrum auszulagern.

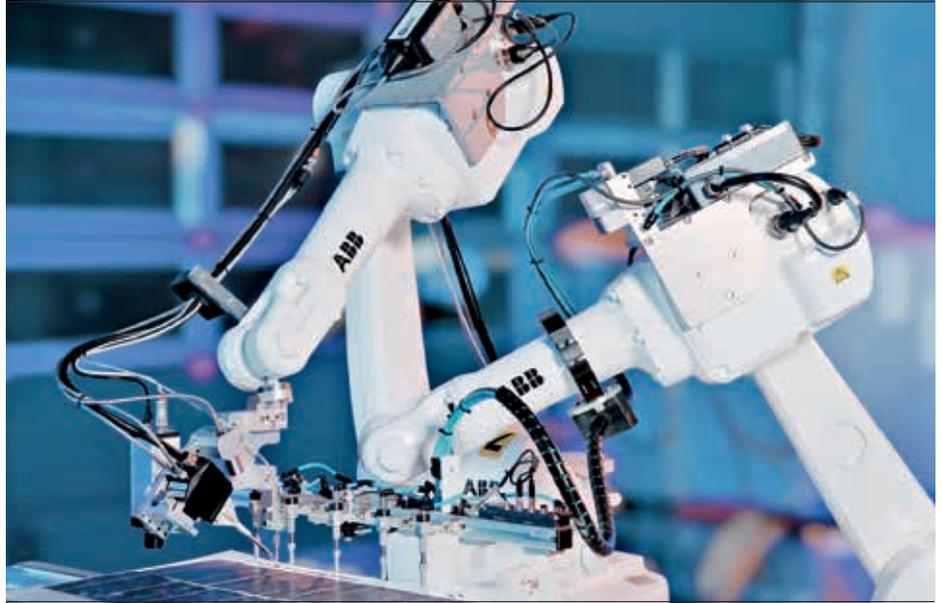
Auf diese Weise können dem Kunden zusätzliche cloudbasierte Servicelösungen, z. B. der bequeme Zugang zu Produktionsdaten und deren Visualisierung in der Cloud, angeboten werden. Außerdem können durch Nutzung von Cloud-Infrastrukturen mit elastischen Rechenressourcen und Speicherkapazitäten neue intelligente Roboterdienste rund um BI und Datenanalysen entwickelt werden → 1. Beispiele hierfür sind das maschinelle Lernen und die erweiterte Analyse großer Datensätze mit Informationen, die während der Betriebslebensdauer von Robotern erfasst wurden.

Durchgängiges Konzept und technische Lösung

Zur Realisierung der beschriebenen Lösungsstrategie hat ABB eine skalierbare Kollaborationsplattform entwickelt, die einen Informationsaustausch zwischen angeschlossenen Industrierobotern, anderen industriellen Geräten in einer Produktionszelle und Menschen ermöglicht → 2.

Die Vernetzung von Dingen, Diensten und Menschen mithilfe von IoT-Technologien wird den Alltag von Nutzern verändern und intelligente Betriebsabläufe ermöglichen.

3 Die Plattform erleichtert die Konfiguration von Robotersystemen.



In ihrer endgültigen Produktform wird sich die Plattform durch besondere Benutzerfreundlichkeit im Hinblick auf die Konfiguration, z. B. durch Erkennung von Robotern, die Verbindung von Robotern zur Kollaboration und die Bereitstellung von Diensten, auszeichnen → 3.

Auf der Automatisierungsebene der Plattform wird der Datenaustausch zwischen Robotern in Echtzeit durch Publish-Subscribe-Middleware, z. B. das DDS-Framework (Data Distribution Service), ermöglicht. Dabei veröffentlicht ein Gerät (Herausgeber) Informationen zu einem Thema, die von anderen interessierten Geräten abonniert werden können. Die Abonentengeräte brauchen nicht zu wissen, wo die Informationen herkommen, da auch Kontextdaten mitgeliefert werden, die den Abonnenten sagen, was sie mit den Informationen anfangen sollen.

Der Informationsaustausch zwischen den Geräten erfolgt über einen virtuellen globalen Datenraum. Die in dem obigen Beispiel genannten Roboter und Zuführsysteme könnten z. B. Informationen (aktuelle Position, Geschwindigkeit usw.) über diesen globalen Datenraum austauschen.

Es kann sein, dass sich nicht alle Geräte in einer Produktionszelle für die Teilnahme an einem Publish-Subscribe-Framework eignen. Dies kann z. B. an der begrenzten Zugänglichkeit von Drittanbietergeräten oder begrenzter Rechenleistung liegen. Solche Geräte können jedoch über eine einfache RESTful-Schnittstelle mit Robotern und anderen Geräten interagieren, die durch einen kollaborativen Agenten auf der IoT-Ebene

Das IoTSP bietet neue Möglichkeiten zur Realisierung einer größeren geschäftlichen Agilität und eines höheren Innovations tempos.

bereitgestellt wird. RESTful-Schnittstellen basieren auf REST (Representational State Transfer), einer Web-Architektur, die weniger Bandbreite beansprucht als andere gleichwertige Architekturen und die Anbindung verschiedener Clients vereinfacht. Der kollaborative Agent kann auf jedem Gerät (einschließlich der Robotersteuerung) implementiert werden, auf dem das Publish-Subscribe-Framework installiert werden kann. Die RESTful-Schnittstelle wird auch von den verschiedenen mobilen Geräten, die zur Überwachung der Produktionszelle eingesetzt werden, und von einem Cloud-Agenten genutzt. Der Cloud-Agent, der auf einer Robotersteuerung oder einem anderen

Die in der Architektur vorgesehene Cloud-Ebene ermöglicht erweiterte Services, indem sie die Geräte in der Produktionszelle bzw. die Produktionszelle selbst mit der Cloud verbindet.

Gerät in der Produktionszelle implementiert ist, nutzt AMQP (Advanced Message Queuing Protocol) und HTTP als Schnittstelle zum Versenden von Daten bzw. zur Interaktion mit der Cloud-Ebene.

Die in der Architektur vorgesehene Cloud-Ebene ermöglicht erweiterte Services, indem sie die Geräte in der Produktionszelle bzw. die Produktionszelle selbst mit der Cloud verbindet. Die hier beschriebene Roboter-Kollaborationsplattform nutzt die Microsoft Azure IoT Suite [2], die eine breite Palette von Funktionen wie die Erfassung von Gerätedaten, die Analyse von Datenströmen, maschinelles Lernen sowie die Datenspeicherung und -darstellung unterstützt. ABB nutzt die Azure IoT Suite insbesondere zur Bereitstellung eines Dienstes zur Visualisierung und Überwachung von Produktionsdaten. Die Lösung besteht aus einem IoT-Client, einem Ereignis-Hub (der als sogenannter Event-Ingester fungiert), Stream Analytics und Power BI (einer Self-Service-BI-Lösung). Der Cloud-Agent sendet Roboterdaten an den Ereignis-Hub. Der Stream-Analytics-Dienst nimmt diese Daten auf und ermöglicht die Ausführung der Logik für die Datenstromverarbeitung (in einer einfachen SQL-ähnlichen Sprache). Die Ergebnisse der Verarbeitung werden an Power BI übergeben, das die Überwachung und Visualisierung der Produktionsdaten übernimmt.

Auf der Engineering-Ebene werden zwei Arten von Anwendungen unterschieden: webbasierte Anwendungen für die vereinfachte Konfiguration und RobotStudio-basierte Anwendungen für die fortschrittliche Konfiguration der Roboter und der übrigen Produktion.

Die Zukunft (be)greifen

Die Vernetzung von Dingen, Diensten und Menschen mithilfe von IoT-Technologien wird den Alltag von Nutzern verändern und intelligente industrielle Betriebsabläufe ermöglichen. Man stelle sich vor, dass die Kleinteile in dem zuvor beschriebenen Beispielszenario mit „intelligenten Etiketten“ (sogenannten Smart-Tags) versehen sind, die die drahtlose Übertragung von bestimmten Informationen wie CAD-Zeichnungen, Komponentenbeschreibungen und Handhabungsanweisungen an Roboter und Bedienpersonal ermöglichen. Solche Informationen könnten z. B. zur Planung des Greifvorgangs der Roboter mit den entsprechenden Greifern eingesetzt werden, wenn sich die Art der Kleinteile ändert. Zurzeit ist dies noch eine manuelle Aufgabe, die offline durchgeführt wird.

Der Grundgedanke des IoTSP besteht darin, Informationen über Geräte und die Umgebung zu erfassen, Daten aus der physischen und virtuellen Welt zu analysieren, um Betriebsabläufe zu optimieren, und Nutzern erweiterte Dienstleistungen anzubieten. Durch die Bereitstellung von neuen Softwarediensten und -erlebnissen für den Endkunden auf

der Basis von Informationen aus einer Vielzahl von vernetzten Geräten bietet das IoTSP neue Möglichkeiten zur Realisierung einer größeren geschäftlichen Agilität und eines höheren Innovationsstempos.

Hongyu Pei-Breivold

Kristian Sandström

Larisa Rizvanovic

Marko Lehtola

Saad Azhar

ABB Corporate Research

Västerås, Schweden

hongyu.pei-breivold@se.abb.com

kristian.sandstrom@se.abb.com

larisa.rizvanovic@se.abb.com

marko.lehtola@se.abb.com

saad.azhar@se.abb.com

Roger Kulläng

Magnus Larsson

ABB Robotics

Västerås, Schweden

roger.kullang@se.abb.com

magnus.larsson@se.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Modern Materials Handling Staff: „Industrial robotics market expected to reach \$41 billion By 2020“. Verfügbar unter: http://www.mmh.com/article/industrial_robotics_market_expected_to_reach_41_billion_by_20202
- [2] Microsoft Azure IoT Suite. <https://www.microsoft.com/en-us/server-cloud/internet-of-things/azure-iot-suite.aspx>



Eine gemeinsame Zukunft

Integration von erneuerbaren Energien in Mikronetze

CRAIG BLIZARD, ZOHEIR RABIA – Hybridlösungen aus Photovoltaikanlagen und Dieselgeneratoren (sogenannte PVD-Lösungen) sind ein bedeutendes Marktsegment, das deutlich von den sinkenden Herstellungskosten im Bereich der Photovoltaik (PV) profitiert. Angesichts fallender Preise für PV-Module und langfristig steigender Dieselpreise wächst die weltweite Akzeptanz von PV-Diesel-Hybridlösungen als wirtschaftlich interessante Alternative zum Netzausbau und zu ausschließlich von Dieselgeneratoren gespeisten Mininetzen.



Besonders in Ländern südlich der Sahara, in Lateinamerika und in Südostasien bietet sich aufgrund der hohen Preise und starken Abhängigkeit von Dieselkraftstoff sowie der geografischen Abgeschiedenheit, der inselartigen Verteilung und der Topografie der Einsatz von PVD-Lösungen an.

An solchen Standorten kann die PVD-Lösung von ABB, die die erforderliche Automatisierungstechnik und Solarwechselrichter beinhaltet, als zusätzliche Energiequelle eingerichtet werden, um Kraftstoff zu sparen und laufende Kosten zu senken. Die aktuell niedrigen Preise für PV-Systeme sind hierbei ein zusätzlicher Bonus, der eine schnelle Kapitalrendite verspricht.

Titelbild

Das Photovoltaik-Diesel-Hybridsystem von ABB eignet sich ideal für die zuverlässige Stromerzeugung in abgelegenen Regionen.

Die PVD-Lösung bietet Kunden eine interessante Alternative zu rein mit Diesellgeneratoren betriebenen Mininetzen. Weltweit gibt es eine Vielzahl von isolierten, dieselsbasierten Mikronetzen mit einer installierten Gesamtleistung von

Bei der Entwicklung des PVD-Systems standen Kosteneffizienz und technische Einfachheit im Vordergrund.

mehreren Dutzend Gigawatt, die für eine Nachrüstung mit regenerativen Erzeugungstechnologien wie PVD in Frage kämen. Dieser bestehende Markt birgt ein enormes wirtschaftliches Potenzial für die kommenden Jahre.

Mikronetze

Mikronetze bestehen aus dezentralen Erzeugern und Verbrauchern, die auf geregelte, koordinierte Weise entweder

an das öffentliche Stromnetz gekoppelt oder im „Inselmodus“ betrieben werden können, bei dem sie weder Strom aus dem öffentlich Netz beziehen noch darin einspeisen. Das Wort Mikronetze ist eine allgemeine Bezeichnung für kleine, aut-

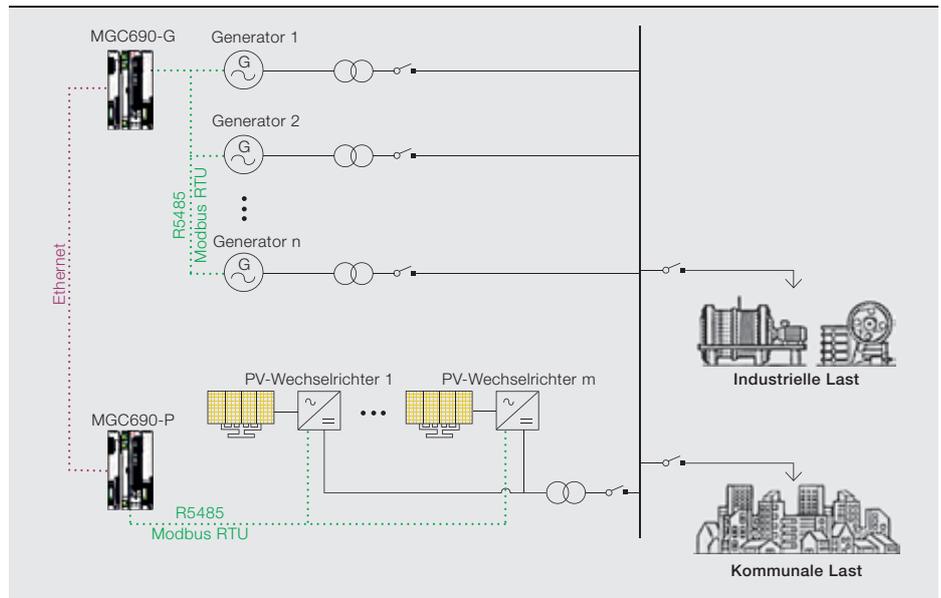
arke Stromnetze, die Endverbraucher versorgen.

Das Konzept von Mikronetzen ist zwar nicht neu, gewinnt aber erst jetzt an kommerzieller Bedeutung.

Im Zeitalter der Industrialisierung waren zentralisierte Stromnetze, bei denen viele Verbraucher von einer einzigen primären Stromquelle versorgt wurden, aus ökonomischer Sicht sinnvoller als Mikronetze. Der Bau und Betrieb eigener kleiner Kraftwerke und Verteilnetze zur Deckung des täglichen Energiebedarfs war für die meisten Kommunen, Hochschulen und anderen Gemeinschaften dieser Art schlicht zu kostspielig. Andere

Typischerweise ist ein Solaranteil von 30–50 % in Spitzenzeiten erreichbar. Dies entspricht über das Jahr gesehen Kraftstoffeinsparungen von bis zu 15 %.

1 Konzept eines hybriden Anlagenaufbaus für Kommunen und Gewerbebetriebe



Stromquellen wie Dieselgeneratoren waren lediglich für kritische Situationen wie Versorgungsausfälle vorgesehen. Heute hingegen gewinnen Mikronetze als Mittel zur Integration und effizienten Nutzung regenerativer Energiequellen zunehmend an Bedeutung. In vielen Fällen stellen sie eine vernünftige kommerzielle Lösung zur Deckung des täglichen Strombedarfs dar.

ABB und Mikronetze

Mit über 25 Jahren Erfahrung und über 30 erfolgreich realisierten Projekten gehört ABB zu den Experten auf dem Gebiet der Mikronetze, auf dem sich das Unternehmen durch kontinuierliche Forschung und Entwicklung, Investitionen und innovative Produkte engagiert. Anwendung findet diese Arbeit in der Automatisierung von konventionellen und fortschrittlichen Erzeugungsanlagen und in Netztechnologien wie Stabilisierungs- und Energiespeichersystemen.

Photovoltaik-Diesel

Die ABB-Produktreihe Microgrid Plus ist eine spezielle Automatisierungsplattform für Erzeugungssysteme mit verschiedenen Kombinationen aus konventionellen und erneuerbaren Ressourcen wie Diesel, Gas, Erdwärme, Wasserkraft, Windkraft, Solar und Energiespeichersystemen. Die Microgrid Plus-Produkte ermöglichen ein effektives Management von Mikronetzen mit einer optimalen Balance zwischen Versorgungsqualität und -sicherheit einerseits und optimaler Nutzung von erneuerbaren Energien andererseits.

Das PVD-System ist das neueste Produkt in der ABB-Produktpalette für die Automatisierung von Mikronetzen. Es wurde eigens für die Automatisierung von hybriden Systemen mit PV-Anlagen und fossil betriebenen Generatoren entwickelt. Basierend auf den Erkenntnissen und Vorteilen des Microgrid Plus-Systems standen bei der Entwicklung die Aspekte Kosteneffizienz und technische Einfachheit im Vordergrund. Dank dieser Designphilosophie konnte die Anzahl der Komponenten reduziert und das Modell zur Projektabwicklung drastisch vereinfacht werden.

Passend zur im PVD-Konzept verankerten Kostenminimierung erhält der Endkunde eine komplette einsatzfertige Automatisierungslösung. Dank vorgefertigter Bibliotheken, minimaler Inbetriebnahmekosten vor Ort und einer geringen Anzahl von Komponenten sind keine speziellen Kenntnisse erforderlich, und zusätzliche Engineering-Kosten entfallen.

In puncto Leistungsfähigkeit wurde das PVD-System für einen mittelgroßen Anteil erneuerbarer Energien ausgelegt. Typischerweise ist ein Solaranteil von 30–50 % in Spitzenzeiten erreichbar. Dies entspricht über das Jahr gesehen Netto-Kraftstoffeinsparungen durch erneuerbare Energien von bis zu 15 % – ein klarer Leistungsvorteil.

Darüber hinaus bietet das PVD-System eine konsistente Methode zur Implementierung und Einrichtung von Leitsystemen.



men für bis zu 16 Erzeugungsanlagen und bis zu 32 Wechselrichter. So können auf einfache und effektive Weise verschiedene Anlagenkonfigurationen abgedeckt und eine Vielzahl von Kundenbedürfnissen erfüllt werden → 1.

ABB-Wechselrichter

In einer PVD-Anwendung können sowohl String- als auch Zentralwechselrichter eingesetzt werden. ABB hat entsprechende ABB Produkte für das Management von Solargeneratoren entwickelt. Zwei Arten von ABB-Wechselrichtern wurden mit dem PVD-System kombiniert: der dreiphasige Stringwechselrichter TRIO für Stringwechselrichteranlagen und Wechselrichter der PVS-Klasse für Zentralwechselrichteranlagen. Beide Wechselrichter wurden mit dem PVD-System getestet und verifiziert.

Diese Wechselrichter stammen aus der umfangreichen Palette von Produkten und Services, die ABB für die gesamte Wertschöpfungskette der Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Solarenergie – sowohl für netzgekoppelte Solarmodulsysteme als auch für Hybrid-systeme – anbietet.

ABB-Stringwechselrichter

Die Modelle TRIO 20.0 und 27.6 gehören zur TRIO-Wechselrichterfamilie, der effizientesten Lösung für kommerzielle PV-Anwendungen und große PV-Freiflächenanlagen → 2. Diese Stringwechselrichter eignen sich besonders für kleine und mittelgroße Industriebetriebe, Hotels



und Resorts sowie Lagerhäuser und Gewerbegebäude an entlegenen Orten.

Dank natürlicher Konvektionskühlung und Schutzart IP65 sind TRIO-Wechselrichter äußerst zuverlässig und beständig gegen extreme Umgebungsbedingungen, weshalb sie sich besonders für den Einsatz im Freien eignen.

Neben ihrer bewährten Zuverlässigkeit, einem hohen Wirkungsgrad (bis zu 98,2 %) und einem breiten Eingangsspannungsbereich zeichnen sich TRIO-Wechselrichter durch ihre flexiblen Konfigurationsmöglichkeiten aus, mit denen sie sich in eine Vielzahl von Solarpark-Layouts integrieren lassen. TRIO-Wechselrichter bieten zwei unabhängige MPP-Tracker (Maximum Power Point Tracker), die einen optimalen Energieertrag auch von zwei Teilfeldern mit unterschiedlicher Ausrichtung ermöglichen. Eine abnehmbare Verkabelungsbox ermöglicht zudem eine schnelle Installation der Wechselrichterlösung.

Bis heute wurden weltweit TRIO-Wechselrichter mit einer Gesamtleistung von rund 4 GW ausgeliefert, womit die Wechselrichter einen wertvollen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs von Kunden in entlegenen Gebieten leisten.

ABB-Zentralwechselrichter

In Bereichen wie der Bergbau- und Schwerindustrie, wo PV-Anlagen im Kraftwerksmaßstab mit mehreren Megawatt zum Einsatz kommen und Kunden leistungsstarke Solarwechselrichter und eine maximale Kapitalrendite über die Nutzungsdauer der Anlage anstreben, sind Zentralwechselrichter bei Systemintegratoren und Endkunden besonders beliebt.

Der Zentralwechselrichter PVS 800 besteht aus Komponenten, die sich seit vielen Jahren in anspruchsvollen Anwendungen und rauen Betriebsumgebungen bewährt haben und durch eine hervorragende Leistungsfähigkeit auszeichnen → 3. Die mit umfangreichen elektrischen und mechanischen Schutzeinrichtungen ausgestatteten Wechselrichter sind für eine zuverlässige Nutzungsdauer von mindestens 20 Jahren ausgelegt.

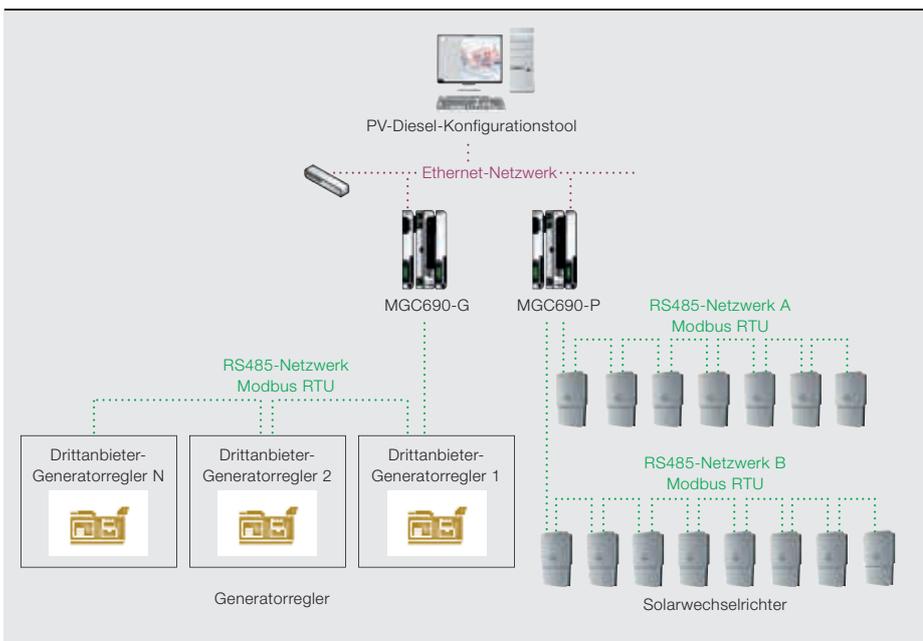
Zentralwechselrichter von ABB bieten aufgrund ihres hohen Wirkungsgrads, des geringen Hilfsstromverbrauchs, der nachgewiesenen Zuverlässigkeit und der kompetenten, globalen Service-Organisation von ABB eine hohe Gesamtleistung. Die Wechselrichter sind mit einer Leistung von 100 kW bis 1.000 kW erhältlich und für den Einsatz in PV-Kraftwerken mit mehreren Megawatt optimiert.

PVD-Paketlösung

Das PVD-System besteht aus speziellen Reglern in einer kompletten Paketlösung, die die Integration in neue und bereits entwickelte industrielle Anlagen erleichtert → 4. Die Regler werden nach ihrer Funktion in zwei Typen unterteilt: der Generatorregler (G) für die Automatisierung von fossil betriebenen Generatoren und der PV-Regler (P) zur Regelung der Solarstromerzeugung.

Zur Konfiguration und Inbetriebnahme vor Ort ist ein spezielles Softwaretool im Paket enthalten → 5, das die Ausführung grundlegender Funktionen wie das Einstellen von Parametern und das Verändern des Reglermodus ermöglicht. Darüber hinaus kann der Nutzer übergeordnete Prüfungen des Systemzustands in Echtzeit durchführen und Leistungskennzahlen abrufen, ohne ein spezielles

4 Das Systemnetzwerk von ABB stellt eine vollständige Automatisierungslösung dar.



SCADA-Paket (Supervisory Control and Data Acquisition) installieren zu müssen. Benötigt der Kunde dennoch ein SCADA-System, kann das PVD-System problemlos mit einer SCADA-Lösung auf die Bedürfnisse des Kunden zugeschnitten werden.

Im Kern basiert die PVD-Lösung auf Reglern vom Typ MGC690, deren robuste und zuverlässige Hard- und Software für die hohen Anforderungen einer kompletten Anlagenautomatisierung ausgelegt ist. Mikronetzsysteme auf der Basis des MGC690 zeichnen sich durch kompakte DIN-Schienen-Module, eine flexible Systemarchitektur, eine hohe Leistungsfähigkeit, Echtzeitsteuerung und eine schnelle Ethernet-basierte Netzwerkkommunikation aus.

Um die Kommunikation zwischen den Geräten innerhalb des PVD-Systems zu erleichtern, werden Nachrichten zwischen den Generator- und PV-Reglern über eine dedizierte 100-Mbit-Ethernet-Verbindung übertragen. So kann eine Beeinträchtigung bzw. Unterbrechung der vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur vor Ort vermieden werden. Die nachgelagerte Kommunikation zwischen den Reglern und dem Feld findet über dedizierte Modbus-RTU-Verbindungen statt, die bereits im Regler vorbereitet sind.

Dank der industrietauglichen, eingebetteten Systemarchitektur des MGC690 ist

Das PVD-System basiert auf Reglern vom Typ MGC690, deren robuste und zuverlässige Hard- und Software für eine komplette Anlagenautomatisierung ausgelegt ist.

die PVD-Lösung in der Lage, die gesamte Logik für die Anlagenautomatisierung in weniger als 100 ms auszuführen. Mit seinem geringen Stromverbrauch und erweitertem Betriebstemperaturbereich kann der MGC690 in gekapselten Gehäusen installiert werden, ohne dass Lüfter, Lüftungsschlitze, Luftfilter oder andere Arten der Zwangskühlung erforderlich sind. Dadurch entfällt der mit Kühlsystemen verbundene Wartungsaufwand, und die Betriebskosten für die Leittechnik werden erheblich reduziert, was für Mikronetzkunden besonders vorteilhaft ist.

Die PVD-Lösung von ABB mit dem PVD-Regler und – nach Wahl – String- oder Zentralwechselrichtern stellt eine zuverlässige, effiziente und kostengünstige

5 Die Paketlösung vereint alle wichtigen Komponenten.



Alternative zu Mininetzen und Netzerweiterungen dar, die ausschließlich mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Dank ihres spezifischen Designs und ihrer flexiblen Konfiguration sind die beiden unterschiedlichen Produkte für kleine bis mittelgroße Industriebetriebe, geografisch abgelegene Regionen oder Erzeugungsanlagen im Kraftwerksmaßstab besonders geeignet. Der MGC690 und das PVD-System bieten Kunden alle Vorteile einer schnellen, präzisen und unterbrechungsfreien Steuerung ihrer Mikronetze zur Sicherung einer stabilen und zuverlässigen Stromversorgung. Verbunden mit den niedrigen Preisen für PV-Produkte, den Kraftstoffeinsparungen und den niedrigen laufenden Kosten einer PVD-Lösung führt dies zu einer schnellen Kapitalrendite und Wertschöpfung für den Kunden.

Craig Blizard

ABB Power Grids and Grid Automation
Product Group Microgrids & Distributed Generation
Genua, Italien
craig.blizard@it.abb.com

Zoheir Rabia

ABB Discrete Automation and Motion
Terranuova Bracciolini, Italien
zoheir.rabia@it.abb.com

Editorial Board

Bazmi Husain

Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Ron Popper

Head of Corporate Responsibility

Christoph Sieder

Head of Corporate Communications

Ernst Scholtz

R&D Strategy Manager
Group R&D and Technology

Andreas Moglestue

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

Herausgeber

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

ABB Switzerland Ltd.
ABB Review
Segelhofstrasse 1K
CH-5405 Baden-Dättwil
Schweiz
abb.review@ch.abb.com

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

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

Herausgeber und Copyright © 2016
ABB Switzerland Ltd.
Baden/Schweiz

Satz und Druck

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn, Österreich

Layout

DAVILLA AG
Zürich, Schweiz

Übersetzung

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

Haftungsausschluss

Die in dieser Publikation enthaltenen Informationen geben die Sicht der Autoren wieder und dienen ausschließlich zu Informationszwecken. Die 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 1117

Innovation

Eine technische Errungenschaft hat die größte Wirkung, wenn sie es Menschen ermöglicht, Dinge zu tun, die sie bisher nicht tun konnten, oder es ihnen erlaubt, etwas effizienter zu tun. Dies kann bedeuten, dass das gleiche oder ein besseres Ergebnis einfacher, mit weniger Ressourcen, kostengünstiger oder mit höherer Sicherheit, geringerer Umweltbelastung oder besserem Informationsfluss erreicht wird.

Die erste Ausgabe der ABB Review im Jahr 2017 widmet sich den jüngsten und laufenden Innovationen des Unternehmens – Errungenschaften, die dabei helfen, die Prozesse unserer Kunden einfacher, umweltfreundlicher oder sicherer zu gestalten. Die Themen reichen von der Leckageerkennung für Rohrleitungen und drahtlosen Sensoren für die Haussteuerung bis hin zu einer neuen umweltfreundlichen Alternative zu SF₆ für gasisolierte Schaltanlagen und einer neuen Serie von Robotern.



Tablet-Ausgabe

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

Bleiben Sie auf dem Laufenden ...

Haben Sie eine ABB Review verpasst? Melden Sie sich unter <http://www.abb.com/abbreview> für unseren E-Mail-Benachrichtigungsservice an und verpassen Sie nie wieder eine Ausgabe.



Nach der Anmeldung erhalten Sie per E-Mail einen Bestätigungslink, über den Sie Ihre Anmeldung bestätigen müssen.

Innovation



- 6 Innovations-Highlights**
Bedeutende ABB-Innovationen für 2016
- 12 Kleines Wunder**
Eigenbedarfs-Spannungswandler für niedrige Leistungsanforderungen
- 18 Flexibler Freund**
Das flexible Kesselkonzept für Transformatoren von ABB reduziert die Gefahr von Kesselbrüchen
- 23 Schutzbedarf**
Fehlerschutzanalyse in Niederspannungs-Gleichstrom-Mikronetzen mit Photovoltaikanlagen
- 30 Antriebsprobe**
Ein neues ABB-Testlabor ermöglicht Kunden die Optimierung von Motor-/Umrichterkombinationen
- 34 Eine treibende Kraft**
Hocheffiziente Elektromotoren ohne seltene Erden für nachhaltige und zuverlässige Lösungen
- 41 Verdrehenschutz**
Dämpfung von Torsionsschwingungen im Zusammenspiel zwischen drehzahlgeregelten Antrieben und elastischen mechanischen Systemen
- 49 Eine neue Dimension**
Verbesserung von Produktionsabläufen durch 3-D-Visualisierung
- 53 Optimierte Zellstoffproduktion**
Konsistente Zellstoffqualität durch gehobene Prozessregelung
- 60 Alarmierende Entdeckungen**
Bessere Bedienereffizienz durch Lebenszyklusunterstützung im Alarmmanagement
- 65 Von Papier zu digital**
Ein Forschungsprojekt zur Extraktion objektorientierter Beschreibungen aus R&I-Fließbildern
- 70 Unsere Leser haben gesprochen**
Die Ergebnisse unserer Leserumfrage liegen vor

Nahrungsmittel & Getränke



- 6 Eine gute Wahl**
ABB intensiviert ihre gute Beziehung zur Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie
- 9 Nützliche Daten**
Die Bedeutung des „Internet der Dinge, Dienste und Menschen“ für die Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie
- 14 Gesunde Mischung**
Ein MES von ABB steigert die Produktivität bei DSM Nutritional Products
- 17 Automatisierung à la Carte**
Schnelle Virtualisierung diskreter Produktionsprozesse und Maschinen
- 20 Eine sichere Investition**
Lebensmittelsichere Komponenten für Nassreinigungsanwendungen
- 24 Mundgerecht verpackt**
Der IRB 460 übernimmt eine tragende Rolle bei der Lebensmittelherstellung
- 28 Eine Zutat namens Innovation**
Innovationen für die Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie
- 30 Futter für die Fische**
ABB bietet Wartungs- und Betriebsdienstleistungen für Marine Harvest
- 34 Erfolgsrezept**
Gleichzeitige Messung von Massedurchfluss und Dichte für die Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie
- 37 Eine Frage des Geschmacks**
Konsistenz als entscheidendes Kriterium für Brennereien und Brauereien
- 40 Erste Sahne**
Zuverlässige und präzise Instrumentierung für die milchverarbeitende Industrie
- 45 Kraftpaket**
Eine robuste USV für die Nahrungsmittel- und Getränkeproduktion
- 50 Gerührt, nicht geschüttelt**
Beseitigung schädlicher Oberschwingungen mit Ultralow Harmonic Drives
- 52 125 Jahre**
ABB feiert 125-jähriges Jubiläum in der Schweiz
- 55 Leistungshalbleiter**
Halbleitertechnik bei ABB – früher und heute
- 61 Integration von IT und OT**
Effektivere Integration von Informations- und Betriebstechnologie mit Decathlon Services
- 68 AirPlus™**
Eine Alternative zu SF₆ als Isolations- und Schaltmedium in elektrischen Schaltanlagen
- 73 Dämpfer für Resonanzen**
Fortschrittliche Regelverfahren garantieren einen stabilen Betrieb von netzgekoppelten Niederspannungs-Umrichtern

Zwei Jubiläen



- 7 125 Jahre und eine Hundertjahrfeier**
ABB feiert ihr 125-jähriges Bestehen in der Schweiz und 100 Jahre Konzernforschung
- 13 Die Denkfabrik**
Vor 100 Jahren eröffnete das erste ABB-Forschungszentrum
- 16 Die treibende Kraft**
Innovationen von ABB auf dem Gebiet der Elektromotoren
- 17 Digitale drehzahlgeregelte Antriebe**
- 19 Sanftanlasser**
- 21 An der Spitze der Motorentwicklung**
- 23 Die direkte Verbindung**
HGÜ-Technik für eine bessere Energieübertragung
- 24 Effiziente Energieübertragung mit HVDC Light®**
- 27 Ultraschneller Trennschalter für HGÜ-Hybridschalter**
- 29 Fortschrittliche extrudierte HGÜ-Kabel**
- 31 Transformieren und Schalten**
Die Wissenschaft der Transformatorisolationen und innovative Stufenschalter für Hochleistungsanwendungen
- 32 Vakuumbasierte Laststufenschalter**
- 35 Grundlagenforschung für UHGÜ-Stromrichtertransformatoren**
- 38 Mikronetze**
Wie Mikronetze dabei helfen, Kosten und Emissionen zu reduzieren und die Netz Zuverlässigkeit zu verbessern
- 41 Biografie eines Roboters**
Die Geschichte des elektrischen Industrieroboters gestern, heute und morgen
- 45 Eine bewegte Geschichte**
Fortwährende Innovation bestimmt die Geschichte der elektromagnetischen Produkte von ABB
- 49 Die Erzfabrik**
Mining 2.0 – Automatisierungslösungen für den Bergbau
- 55 Eine neue kompakte HGÜ-Lösung für die Offshore-Windenergie**
Nur halb so schwer und ohne die Notwendigkeit von AC-Umspannplattformen
- 57 Die Sonne speichern**
Energiespeicherung ebnet den Weg für private Solarenergie
- 62 Mehrwert-Speicher**
Umfangreiche Studie eines netzgekoppelten Mikronetzes mit Dieselgenerator und Batteriespeicher

Transport & Verkehr



- 6 Städte unter Strom**
Argumente für die Elektrifizierung des öffentlichen Personennahverkehrs
- 8 Laden wie der Blitz**
Optimierung von Batterien für einen Schnellladebus
- 13 Grüne Aussichten**
Der kroatische Nationalpark Krka installiert als erster Nationalpark der Welt Schnellladestationen von ABB
- 16 Spannende Geschichte**
Eine lange Tradition in der elektrischen Eisenbahntechnik
- 25 Gewichtige Vorteile**
Der ABB Efflight®-Traktionstransformator wiegt weniger, erzeugt weniger Verluste und benötigt bis zu 70 % weniger Öl
- 30 Effizienz am Berg**
Senkung des Energieverbrauchs der Allegra-Züge
- 35 Spitzenleistung**
ABB liefert ZX0 Mittelspannungs-Schaltanlagen und PMA-Kabelschutzlösungen für den Gotthard-Basistunnel
- 40 Rekord-Brecher**
Energie-, Antriebs- und Automatisierungstechnik für den modernsten Hafen-Eisbrecher der Welt
- 44 Besserer Remote-Service auf See**
Ein Konzept für das ABB Kunden- und Serviceportal der nächsten Generation
- 50 Connect. Collaborate. Outperform.**
Die Automation & Power World findet im März 2017 wieder in Houston statt
- 51 Präzise Prognosen**
Vorhersage von Streuverlusten in Leistungstransformatoren und Optimierung der Kesselabschirmung mithilfe der FEM
- 57 Sicher am Wind**
Niederspannungs-Schalt- und -Schutzstrategien für Windenergieanlagen
- 63 Schutzengel**
Mehr Sicherheit durch Lichtbogenschutz
- 67 Schalter mit Zukunft**
Ein Überblick über jüngste Fortschritte in der IGBT-Technologie für die Hochleistungselektronik
- 72 Grid4EU**
Grundlagen für die Entwicklung der Stromnetze von morgen
- 79 Roboter in der Cloud**
Intelligente Roboter nutzen das Internet der Dinge, Dienstleistungen und Menschen von der Peripherie bis zur Cloud
- 84 Eine gemeinsame Zukunft**
Integration von erneuerbaren Energien in Mikronetze
- 90 Index 2016**
Das Jahr auf einen Blick

Adressaufkleber hier anbringen



Hauptpartner



Unser Beitrag zur Zukunft: kühne Ideen auf den Weg bringen.

Tief unter den Schweizer Alpen nähert sich der längste Tunnel der Welt seiner Fertigstellung. Bis Ende dieses Jahres werden täglich 260 Güter- und 65 Personenzüge den 57 km langen Gotthard-Basistunnel mit bis zu 250 km/h passieren und so die Fahrzeit durch die Alpen drastisch verkürzen. Um diese technische Meisterleistung zu ermöglichen, haben Experten von ABB eine maßgeschneiderte Infrastruktur, eine energieeffiziente Stromverteilung und das leistungsstärkste Lüftungssystem der Welt entwickelt.

