

Digitale Unterstationen

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

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

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

IEC 61850

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

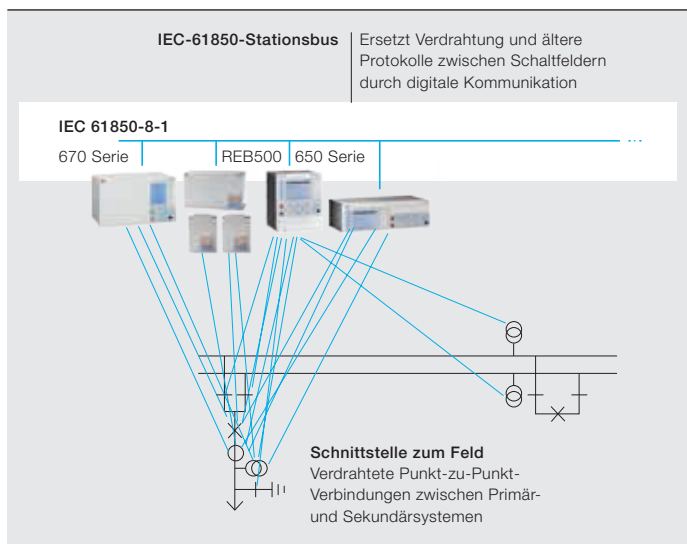
wendung der IEC 61850, einer Norm, an deren Entwicklung das Unternehmen von Beginn an maßgeblich beteiligt ist. Das IEC-Dokument mit der vollständigen Bezeichnung „Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung“ ist eine umfassende mehrteilige Norm, die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

Titelbild

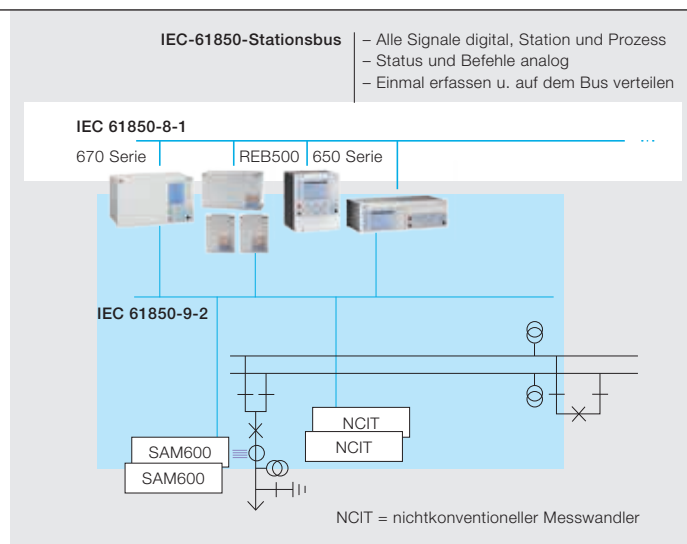
Die Technik zur Realisierung vollständig digitaler Unterstationen bis hin zu den Stromwandlern ist verfügbar. Die Vorteile einer solchen digitalen Unterstation sind vielfältig.







1a Heute



1b Morgen

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

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

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

Digital bis in die Tiefe

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

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

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

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

FOCS

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

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



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

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

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

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

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

Prozessbus

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

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

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

Installationen

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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