

Überwachung und Steuerung von Stromverteilnetzen

Um auf dem Energiemarkt erfolgreich agieren zu können, sind zur Kostenreduktion alle vorhandenen Rationalisierungsmöglichkeiten auszuschöpfen. Dabei stellt der Kunde am liberalisierten Markt steigende Ansprüche an die Serviceleistungen. Mit dem Distribution-Line-Communication-System lässt sich der Automatisierungsgrad des Mittelspannungsnetzes kostengünstig ausbauen.

■ Unabhängigkeit beim Energiemanagement

Im liberalisierten Strommarkt benötigt der Netzbetreiber rund um die Uhr aktuelle Informationen über den Zustand des Netzes. Sowohl Stromerzeuger als auch Stromverteiler wollen die Verteilung und Zählerablesung automatisieren. Um kundenfreundlich, leistungsorientiert und kosteneffizient arbeiten zu können, müssen sie laufend über den Betriebszustand der einzelnen Netzbereiche im Bilde sein. Zur zentralen Erfassung der erforderlichen Daten aus den verstreut liegenden Mittelspannungsstationen sind entsprechende Kommunikationswege erforderlich.

Das Distribution-Line-Communication-System DCS 3000 von Siemens gibt dem Betreiber die Möglichkeit, durch Umschalten und Aufteilen auf verschiedene Wege Lastspitzen in Verteilnetzen zu verringern und Fehler im Netz rasch zu lokalisieren. Er kann Lastprofile erstellen und damit die Netzauslastung planen sowie die Fernabfrage der Zähler von Sondervertragskunden automatisieren. Mit dem optimierten Personaleinsatz und den verkürzten Ausfallzeiten sinken die Netzbe-

triebskosten. Das System stützt sich auf die bereits vorhandene Infrastruktur des Stromnetzes und überträgt Informationen direkt über die Mittelspannungsleitung. Der Netzbetreiber setzt damit seine eigenen Ressourcen effektiv ein und benötigt keine externen Übertragungsmedien, die er sich zum Beispiel von einem Fernmeldenetzbetreiber zukaufen müsste. Da keine Grund- und Verbindungsgebühren anfallen, schneiden die Gesamtkosten selbst gegenüber GSM, Standleitungen und Einwahlleitungen besser ab. Das System wird in Kabelnetzen, Freileitungsnetzen, sowie gemischten, aus Kabeln und Freileitungen gebildeten Netzen eingesetzt und arbeitet in Spannungsbereichen von 1...24 kV, mit induktiver Ankoppelung (Bild ❶) auch darüber hinaus.

■ Anwender auf allen Kontinenten

Das DCS 3000 ist seit mehr als einem Jahr auf Strommärkten im Einsatz, die teilweise mit der Liberalisierung beachtliche Fortschritte vorzuweisen haben: so etwa beim thailändischen Energieversorger Metropolitan Electricity



❶ Beispiel einer induktiven Ankoppelung (CDI): Die Kabel sind samt Kabelschirm durch das CDI geführt



② Beispiel einer freilufttauglichen kapazitiven Ankoppelung (CDC)



③ Basiseinheit einer Kopfstation mit Schutzbeschaltungen und Steuerkabelmodem zur Leitstelle

Fotos: Siemens

Authority (MEA) mit seinen batteriegepufferten Freiluftapplikationen und kapazitiven CDC-Ankoppelungen (Bild ②) oder bei der chinesischen Electricidade Macao (CEM). Letztere betreibt ein 11-kV-Verteilnetz nach strengen Sicherheitsanforderungen, die an jene von Hochspannungsnetzen heranreichen. Im dicht verbauten, urbanen Raum bekam das System den Vorzug gegenüber konkurrierenden Radiosystemen und Fernmeldeleitungen. Die geschirmten Kabel sind meist im Ring geschaltet, jede Basiseinheit ist von zwei Seiten her erreichbar, womit die Möglichkeit für die Sicherheit eines redundanten Leitstellensystems genutzt werden konnte. Bis heute sind für dieses Netz 900 Basiseinheiten und 2000 induktive Ankoppelungen verkauft. Im Oktober 2001 wurde das Kommunikationssystem an CEM übergeben.

Im Versorgungsnetz des österreichischen Bundeslandes Kärnten arbeiten viele Wasserkraftwerke. Je nach Markt- und Umgebungsbedingungen kann es wirtschaft-

licher sein, Energie einzukaufen als diese Wasserkraftwerke anzufahren. Neben der Automatisierung des Betriebes steigert der Energieversorger Kelag mit dem DCS 3000 die Betriebssicherheit des Netzes und vermeidet Ausfallzeiten. Kundenspezifische Lastprofile sind Voraussetzung für die Planung des Energiebedarfs und der Energieversorgung sowie für ein gezieltes Lastmanagement. Die lokalen Versorger in Tiers und Villnöss in Tirol verfügen ebenfalls über einige Wasserkraftwerke. Sie entschieden sich zunächst für das System, weil keine konventionellen Fernmeldeverbindungen zur Verfügung standen. Als Kommunikationsrückgrat erfüllt es hier die Anforderungen der Wasser- und Verteilnetzautomation.

Kopfstation und Basiseinheiten

Das Distribution-Line-Communication-System arbeitet mit Trägerfrequenztechnik und besteht aus

einer Kopfstation (Bild 3), einer Basiseinheit im Umspannwerk, die Informationen aus den Basiseinheiten der einzelnen Ortsnetzstationen abfragt und diese verarbeitet. Die Basiseinheit selbst besteht aus einem Mikrocontroller und einem hochintegrierten Schaltkreis. Über ihre eingebauten Schnittstellen kommuniziert sie mit den Ortsnetzstationen und dem übergeordneten System. Die Kommunikation zur Schaltanlagenautomation und Lastprofilauslesung befindet sich also in einem Gerät. Eigene Übertragungssysteme und -wege für diese beiden getrennten Aufgaben sind nicht mehr erforderlich.

Mit der automatischen Frequenzkanalfindung (One-Man-Scan) kann eine einzige Person schrittweise das gesamte Kommunikationsnetz in Betrieb nehmen. In das System ist ein Alarmkonzept integriert, das eventuell auftretende Fehler lokalisiert.

Allerdings erfordert das Zusammenführen von Netz- und Zählbetrieb auf Kundenseite das Aufbrechen traditioneller Hierarchien und die Bildung neuer Strukturen. Für das Koppeln der Signale aus dem bzw. in den Mittelspannungsleiter gibt es zwei Möglichkeiten: Bei "erdfühligem" Kabeln oder Freileitungen besteht die Ankoppeleinheit (CDC) aus einem kapazitiven Koppelkondensator, einer Ableitpule und Schutzeinrichtungen mit integrierter Sicherung, die bei einem Defekt Rückwirkungen auf das Netz verhindert. Nicht "erdfühliges" Kabel werden induktiv angekoppelt (CDI): Ein teilbarer Ferritkern umfasst das Mittelspannungskabel oder dessen Erdungsband. Seine Windungen funktionieren als Primärwicklung, der Schirm des Mittelspannungskabels als Sekundärwicklung.

Die Zeitsynchronisation des Systems ermöglicht den chronologischen Vergleich der Signale aus den einzelnen Stationen des Verteilnetzes. Diese Zeitführung steigert die Transparenz der Anlage und die Aktualität der Informationen. Die optional aufbaubare Redundanz der Kopfstation-Basiseinheit erhöht die Verfügbarkeit beim Betrieb des Mittelspannungsnetzes, was insbesondere bei ringförmig aufgebauten Verteilnetzen große Sicherheit bringt. Im Verteilring ist jeder Teilnehmer von zwei Seiten her erreichbar. Durch Doppelung der Masterfunktion können zwei getrennte Leitstellen die Feldinformationen unabhängig voneinander verarbeiten.

Flexibles Kommunikationsverfahren

Das Übertragungsprotokoll IEC 60870-5-101 ermöglicht einen standardisierten Netzbetrieb. Es gibt dem Betreiber die Möglichkeit, seine Feldtechnik nach eigenen Erfordernissen auszuliegen und mit der Leittechnik eines oder mehrerer Hersteller auszurüsten. Um die Forderungen der Märkte in Amerika, Australien und Teilen Asiens zu erfüllen, lässt sich das System neben dem Übertragungsprotokoll nach IEC auch mit dem Standard DNP 3 betreiben. Weil es nach Cenelec-Normen ausgelegt ist, benötigt der Betreiber keine zusätzliche Lizenz. Er spart die Kosten für die Planung von Frequenzkanälen, Genehmigungsverfahren und Lizenzgebühren.

Die Nachrichtenübertragung über Mittel- und Niederspannungsnetze stellt wesentlich höhere Anforderungen als bei Hochspannungsnetzen, denn die Hochspannungsübertragung der Energie über weite Strecken erfordert nur wenige Schaltvorgänge. Es werden Schaltanlageninformationen wie Schaltgerätezustand und Messwerte, sowie Schutzinformationen zwischen den einzelnen Schaltwarten ausgetauscht. In Mittelspannungsnetzen wird jedoch die Energie verteilt und an die örtlichen Gegebenheiten angepasst. Zum Beispiel sind Verbraucher freizuschalten, überlastete Netzabschnitte durch Umschaltungen zu entlasten und Anpassungen an Großverbraucher mit ständig wechselnder Last vorzunehmen.

Derartige Schaltvorgänge verändern die Eigenschaften des Mittelspannungsnetzes ständig. Die Nachrichtenübertragung erfordert hier also ein flexibles Verfahren mit besonders hoher Sicherheit. Das DCS 3000 arbeitet mit dem Multiträgerverfahren „Orthogonal Frequency Division Multiplex“ (OFDM), das die Nachrichteninhalte auf mehrere hundert alternative Trägerfrequenzen aufteilt. Diese stehen in einem orthogonalen Verhältnis zueinander. Damit überlappen sich zwar ihre Frequenzspektren, beeinflussen sich jedoch gegenseitig nicht. Das Kommunikationsverfahren ist Token gesteuert. Einzelne Bitfehler, die nicht ganz auszuschließen sind, werden durch die Forward Error Correction (FEC) beseitigt.

M. Wohlgenannt