

Integriertes Netzmanagement

Integration von Übertragungs-, Verteilungs- und Ausfallmanagementsystemen in der Netzleittechnik

Marina Öhrn, Amitava Sen

Seit einigen Jahren liefern die zunehmende Umstrukturierung der Energiewirtschaft und technische Fortschritte günstige Voraussetzungen für innovative Entwicklungen auf dem Gebiet der Netzleittechnik. Viele Energieversorger vollziehen den Schritt aus einem regeltem Umfeld mit einer gesicherten Investitionsrendite hinein in ein marktorientiertes Umfeld, bei dem Investitionen gegenüber Aktionären gerechtfertigt werden müssen. Gleichzeitig sind die IT-Systeme zur Unterstützung der Energieübertragung und -verteilung anwenderfreundlicher geworden und haben sich einander angenähert – vormals getrennte Anwendungen sind nun auf einer einzigen Plattform verfügbar.

Als führendes Unternehmen auf diesem Gebiet nimmt ABB auch bei der Entwicklung von IT-Systemen für die Energieübertragung und -verteilung eine Spitzenposition ein. Das Ergebnis ist die Integration von Verteilungs- und Ausfallmanagement-Funktionen in die SCADA- (Supervisory Control and Data Acquisition) und Energiemanagementsysteme (EMS). Ein Beispiel für ein solches Produkt ist die Network Manager Plattform von ABB.

Entwicklung der Netzleittechnik

Die Wurzeln der Netzleittechnik reichen zurück bis in die 1920er Jahre, als ABB – zu der Zeit noch ASEA und BBC – ihr erstes System zur Fernsteuerung eines Kraftwerks entwickelte. Doch erst die Einführung der computergestützten Prozesssteuerung in den 1960er Jahren ermöglichte die Realisierung moderner Netzleitsysteme wie wir sie heute kennen.

Die meisten der damaligen SCADA/EMS-Systeme wurden für einen einzigen Kunden konzipiert. Es waren proprietäre Systeme, die entsprechend der Struktur der Industrie voneinander abgekapselt waren. In einem regulierten Umfeld «herrschten» einzelne Energieversorger (EVUs) über bestimmte Gebiete, zwischen denen nur ein geringer Austausch stattfand. Einzelne Netze wurden in erster Linie miteinander gekoppelt, um eine größere Zuverlässigkeit durch Zusammenschluss der Reserven zu erzielen. Doch die Versorgungsnetze waren noch immer anfällig und der Bedarf für Anwendungen und Werkzeuge, mit denen sich die Ausbreitung von Störungen zu großflächigen Ausfällen wie 1977 in New York verhindern ließ, war groß.

Mit fortschreitender Entwicklung der Computertechnik in den 1980er Jahren wurde es möglich, große Verteilungsnetze auf standardisierte Weise zu modellieren. Gleichzeitig wurden auch die SCADA/EMS-Systeme immer fortschrittlicher und boten Netzbetreibern bessere Tools zur Überwachung und Steuerung großer Netze. In der Wirtschaft begann die Ära der Deregulierung. Die Luftfahrt-, Telekommunikations- und Erdgasindustrie wurden liberalisiert, und sowohl die Regulierungsbehörden als auch die EVUs begannen, über eine Ausweitung der Liberalisierung auf die Energiebranche nachzudenken. Doch hierzu waren neben Verbesserungen der bestehenden SCADA/EMS-Technologie eine ganze Reihe völlig neuer IT-Systeme (vornehmlich zur Verwaltung der Energiemärkte) erforderlich. So war es wohl kein Zufall, dass mit der neuen Generation von Leitsystemen der frühen 1990er Jahre auch eine Liberalisie-

rung des Strommarktes realisierbar wurde.

Verteilungsmanagementsysteme (Distribution Management Systems, DMS) und Ausfallmanagementsysteme (Outage Management Systems, OMS) haben im Laufe der Jahre ähnliche Veränderungen durchlaufen, die hauptsächlich auf die Fortschritte in der Computertechnik zurückzuführen sind. DMS waren ursprünglich als Erweiterungen von SCADA/EMS-Systemen auf Verteilungsebene oder als Stand-alone-Systeme konzipiert. Sie unterscheiden sich von ihren Gegenstücken auf Übertragungsebene durch zusätzliche Anwendungen für spezielle Vorgänge auf Verteilungsebene wie die Modellierung von Teilnetzen. Außerdem werden Verteilnetze laufend neu konfiguriert, um Neubauten, Wartungsarbeiten und ungeplanten lokalen Ausfällen Rechnung zu tragen. Und sie enthalten deutlich mehr Netzobjekte als Übertragungsnetze. Die unterschiedlichen Anforderungen beim Transport und der Verteilung von Energie führten schließlich zu unterschiedlich ausgeprägten DMS- und SCADA/EMS-Systemen.

Der Fortschritt in der IT-Technik war es auch, der die Entwicklung von Ausfallmanagementsystemen (OMS) vorantrieb. Ursprünglich war das Ausfallmanagement ein rein manueller Prozess: Kunden riefen ihren örtlichen Stromversorger an, um einen Ausfall zu melden, woraufhin die Anrufe auf dem Papier analysiert und Ort und Umfang des Ausfalls bestimmt wurden. Teilweise wurden die Daten in den Computer eingegeben, um die Informationen auszudrucken, die dann wieder von menschlichen Experten analysiert wurden. Geplante Ausfälle (für War-

tungsarbeiten, Neubauten usw.) wurden auf ähnliche Weise manuell gehandhabt. Mit der Zeit wurden die menschlichen Experten durch computergestützte Netzmodelle und Analysealgorithmen ersetzt, und OMS-Systeme entwickelten sich zu den fortschrittlichen Werkzeugen, die wir heute kennen.

Aktuelle Situation

Man kann wohl mit Sicherheit sagen, dass sich die Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft nicht so entwickelt hat, wie angenommen. Ganz gleich, wie das Schicksal freier Strommärkte aussehen mag, eines ist klar: Der Betrieb von Übertragungs- und Verteilungsnetzen wird eher komplexer als einfacher. So nimmt auch die Komplexität des Netzes selbst durch das Hinzuschalten neuer Generatoren und dem Bau neuer Übertragungs- und Verteilungsleitungen täglich zu. Diese steigende Komplexität und bestimmte wirtschaftliche Gegebenheiten zwingen EVUs dazu, ihre IT-Anforderungen zu überdenken.

Treiber der Integration

Das Sprichwort «Notwendigkeit ist die Mutter der Erfindung» trifft mit Sicherheit auf die Stromversorgungsbranche zu. Schwache Umsätze, unsichere Regelungen und konkurrierende Investitionsalternativen haben zu einer Verknappung der Ressourcen von EVUs beigetragen, sodass alle Abteilungen gezwungen sind, aus dem Wenigen das Optimum herauszuholen. Unter dieser Voraussetzung sind EVUs auf der Suche nach Investitionen, die die Leistungsfähigkeit ihrer bestehenden Infrastruktur verbessern und langfristig Kosten senken.

Ein besserer Informationsaustausch, bessere Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilungsaufgaben, verbesserter Kundenservice und höhere Sicherheit stehen ebenfalls ganz oben auf der Liste. Automatisierungssysteme, insbesondere fortschrittliche

Leitsysteme, haben zu Verbesserungen in all diesen Bereichen geführt. Nun beginnen die Systeme, die diese Verbesserungen ermöglicht haben, sich einander anzunähern.

ABB setzt Zeichen

Als Anbieter führender Produkte im Bereich der SCADA/EMS, DMS, OMS und Erzeugungsmanagementsysteme (GMS) war ABB nicht nur in der Lage, diesen Trend frühzeitig zu erkennen, sondern ihn auch umzusetzen. Auf der Grundlage ihrer umfangreichen Erfahrungen entwickelte ABB mit dem Network Manager eine Lösungsfamilie für all diese Anwendungen.

Die Ziele der Integration von SCADA/EMS mit vormals separaten Verteilungs- und Ausfallmanagementfunktionen waren vielschichtig. Die Lösung sollte verschiedene operative Verbesserungen ermöglichen, die wiederum positive Auswirkungen außerhalb der Leitware haben würden. Dazu gehören:

- *Integriertes Workflowmanagement* – Sind die operativen Daten in nur

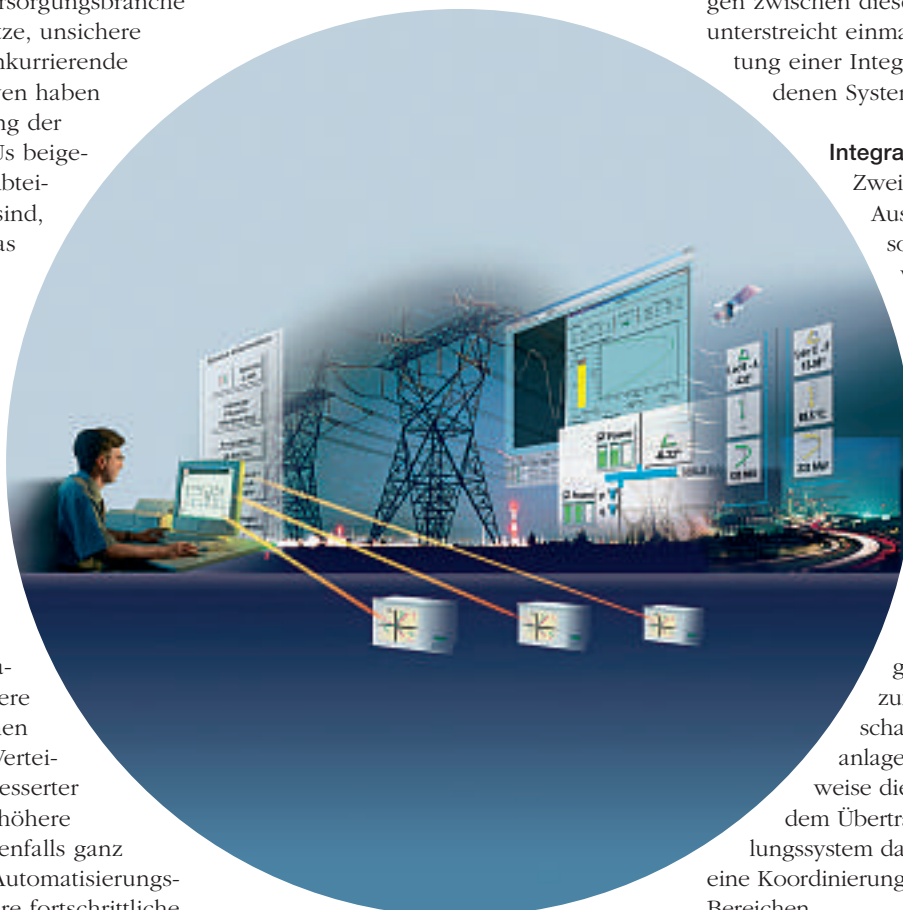
einem System vorhanden, könnten verschiedene Arbeitsgruppen mit unterschiedlichen Anforderungen (Leitstelle, Außendienst, Engineering) mit einer einzigen Datenquelle arbeiten.

- *Konnektivitätsanalyse* – Große, verschiedenartige Netze könnten dank umfangreicherer Analysen präziser, effizienter und sicherer verwaltet werden.
- *Höhere Produktivität* – Die Zeit, die EVU-Mitarbeiter bei der Zusammenstellung von Informationen sparen, könnten sie zu deren Nutzung einsetzen.
- *Integration unternehmensweiter Daten* – Der Informationsfluss zwischen Kunden, Betriebspersonal, technischem Personal und der Geschäftsleitung würde verbessert.
- *Sofortige Erfassung des Netzzustands* – EVUs könnten zu jedem Zeitpunkt ein besseres Verständnis der Bedingungen im Netz entwickeln.
- *Optimierung des Netzbetriebs* – Das Versorgungssystem der EVUs könnte auf die technisch effektivste Weise genutzt werden.

Die Tatsache, dass es Überschneidungen zwischen diesen Punkten gibt, unterstreicht einmal mehr die Bedeutung einer Integration der verschiedenen Systeme.

Integrationsprojekte

Zwei Beispiele sollen die Auswirkungen einer solchen Integration verdeutlichen. Beim ersten geht es um die Kennzeichnung eines bestimmten Leistungsschalters in einer Schaltanlage für die Wartung. Für den Netzbetreiber bedeutet dies, dass er entsprechende Vorkehrungen treffen muss, um den geplanten Ausfall abzufangen. Leistungsschalter in einer Schaltanlage stellen typischerweise die Grenze zwischen dem Übertragungs- und Verteilungssystem dar und erfordern somit eine Koordination zwischen beiden Bereichen.



Netzflexibilität

In der Vergangenheit waren das EMS (Übertragung) und das DMS (Verteilung) funktional und in mittleren und großen EVUs auch physisch voneinander getrennt. Wenn ein bestimmter Leistungsschalter außer Betrieb gesetzt werden sollte, musste sich der EMS-Bediener darauf verlassen, dass ihn sein DMS-Kollege über den Ausfall informiert. Dies erfolgt vielfach noch immer auf «manuellem» Weg per Telefonanruf oder E-Mail. Der Bediener des Übertragungssystems würde dann den betreffenden Schalter in seinem System markieren und die erforderlichen betrieblichen Anpassungen vornehmen.

In einem integrierten System sehen die Bediener des Übertragungs- und des Verteilungssystems beide die gleichen Informationen, d. h. die Markierungen müssen nur einmal gesetzt bzw. entfernt werden. Dadurch reduziert sich die notwendige «Papierarbeit», die Verlässlichkeit wird erhöht, und die Verfolgung von Sicherheitsdokumenten wird verbessert. Und – der eigentliche Vorteil – das EVU ist in der Lage, seine Kunden frühzeitiger mit genaueren Informationen zu versorgen.

Ein weiteres Beispiel für eine Integration ist die Verknüpfung von DMS und OMS, zwei ursprünglich voneinander unabhängigen Systemen. Während die Aufgaben des DMS traditionell im operativen Bereich lagen (z. B. Schaltbefehle und Lastflusssteuerung), war das OMS hauptsächlich für die Analyse von Störungsmeldungen und die Verwaltung von Wartungsmannschaften zuständig. In einem integrierten System kann die Ausfallmanagementfunktion auf Daten vom DMS zurückgreifen, um mithilfe fortschrittlicher Fehlererken-

nungsalgorithmen ungeplante Ausfälle zu lokalisieren.

Genauso können geplante Ausfälle mit Schaltbefehlen vom DMS und Kundeninformationen von OMS verknüpft werden, um betroffene Kunden über das Kundeninformationssystem (CIS) des EVU mit aktuellen Informationen zu versorgen. Außerdem können Netzberechnungen den Bedienern des Verteilungssystems dabei helfen, ein versehentliches Überlasten einer Leitung zu verhindern, während sie versuchen, Kunden über eine alternative Quelle zu versorgen. Die nahtlose Integration von DMS und OMS ist heute bereits Realität – mit einer einzigen intuitiven Schnittstelle, über die die Bediener zwischen beiden Systemen navigieren können.

Stand der Integration von EMS, DMS und OMS

Seit Einführung des ABB Network Manager haben bereits zwei große Energieversorger in den USA und Sydkraft in Schweden das kombinierte System bei sich implementiert. Das Sydkraft-Projekt mit der Bezeichnung «Eldorado» ersetzt 20 SCADA-Systeme und mehrere geografische Informationssysteme (GIS) durch eine einzige Plattform. Die daraus resultierenden Kosteneinsparungen allein im Hinblick auf die Beseitigung von Redundanzen sind beträchtlich.

Die Gründe, warum sich diese EVUs für eine integrierte Lösung entschieden haben, spiegeln die oben genannten Faktoren wieder: eine bessere Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilungsebene, besserer Kundenservice und eine höhere Effizienz. Diese Ziele werden den Trend in Richtung «kombinierter» Leitsysteme für den Übertragungs- und Verteilungsbereich besonders für größere EVUs mit komplexeren Netzen fortsetzen. Und mit fortschreitender technischer Entwicklung und weiter sinkenden Kosten werden auch kleinere EVUs die Vorteile dieser Integration für sich erkennen.

Was bringt die Zukunft?

Wenn es einen Punkt gibt, an dem sich die Interessen von Stromkunden, EVUs und Aktionären treffen, dann ist es das Thema Zuverlässigkeit. Blackouts sind für niemanden von Vorteil. Moderne Netzleitsysteme wie Network Manager

bieten eine umfangreiche Auswahl an Tools, mit denen Netzbetreiber in der Lage sind, Störungen zu erkennen, zu verhindern oder zu mildern, bevor sie sich zu großflächigen Ausfällen entwickeln. Dennoch bleiben Grenzen.

Das nächste Ziel im Bereich der Netzleittechnik ist eine Reihe von Entwicklungen, die unter dem Begriff Weitbereichsüberwachungssysteme (Wide Area Monitoring Systems, WAMS) zusammengefasst werden. Sie sind kein Ersatz für SCADA/EMS/DMS oder andere hier beschriebenen Anwendungen, sondern eine sinnvolle Ergänzung. WAMS nutzen so genannte Vektormessgeräte, um hochgenaue (bis auf eine Mikrosekunde) Messungen des Netzzustands an strategischen Punkten über ein sehr großes Gebiet durchzuführen. Diese Werte werden dann an ein zentrales Leitsystem übermittelt, das kontinuierlich online die Netzsicherheit beurteilt. Zeitunterschiede in den Messungen aufgrund der geografischen Lage der Messpunkte werden mithilfe von Zeitstempeln und des GPS-Systems synchronisiert. So erhalten die Bediener in der Leitstelle ein sehr genaues Bild von den Vorgängen im Netz in Echtzeit. Und sie können sehen, was außerhalb ihres eigenen Regelbereichs passiert – eine bedeutende Verbesserung gegenüber bisherigen Methoden.

WAMS können also analog zu Systemen wie dem Network Manager, die eine «Brücke» zwischen Übertragungs- und Verteilungssystemen herstellen, als «Brücke» zwischen großen Netzbereichen betrachtet werden. ABB hat bereits mit der Implementierung von WAMS begonnen, und es ist zu erwarten, dass diese Systeme in absehbarer Zukunft zu einer festen Einrichtung in den Netzleitwarten werden.

Marina Öhrn

ABB AG
Mannheim, Deutschland
marina.ohrn@de.abb.com

Amitava Sen

ABB Inc.
Raleigh, USA
amitava.sen@us.abb.com

