Integration als Schlüssel zu Asset Management

Autor(en): **Kostic, Tatjana / Lahner, Nikolaus / Wimmer, Wolfgang**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **93 (2002)**

Heft 24-25

PDF erstellt am: **30.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855490

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Integration als Schlüssel zu Asset Management

Die Vorteile einer funktionellen Integration am Beispiel der Störschreiberauswertung

Asset Management ist nicht eine einzelne Funktion wie beispielsweise Schutz, Netzbetrieb oder Ausbauplanung, sondern besteht aus verschiedenen Prozessen, die einen optimalen Kompromiss zwischen Verfügbarkeit und Kosten für die Energieversorgungsunternehmen wie auch für ihre Kunden zu finden helfen. Der vorliegende Beitrag zeigt am Beispiel der Störschreiber-Datenerfassung eines Energieversorgungsunternehmens, wie die funktionelle Integration verschiedener Anwendungen dazu beitragen kann, neue betriebsmittelbezogene Funktionen zu erschliessen und deren Effektivität zu erhöhen.

Das Kerngeschäft eines Energieversorgungsunternehmes (EVU) besteht darin, seinen Besitz (Asset) so einzusetzen, dass seine Kunden mit Strom in ausreichender Menge und guter Qualität zu günstigen Preisen beliefert werden können. Damit ist Asset Management das tägliche Geschäft eines EVU. Der Begriff *Asset Management* wird jedoch in unterschiedlichen Zusammenhängen mit verschiedenen Bedeutungen benutzt. Für einige

Tatjana Kostic, Nikolaus Lahner, Wolfgang Wimmer

Schweizer EVU bedeutet Asset Management etwa, den Zustand aller Geräte jederzeit kontrollieren oder die Betriebsmittel durch ein geografisches Informationssystem (GIS) identifizieren zu können. Für andere ist es ein Hilfsmittel, um den Wert der Betriebsmittel und deren Rentabilität zu ermitteln. Eine besonders treffende Definition von Asset Management gab die australische Regierung [1]: *Asset Management ist der Prozess der Beschaffung, Nutzung und Deinvestition von Besitztümern, um das Beste aus ihrem zukünftigen ökonomischen Nutzen zu machen und die verbundenen Risiken und Kosten über den Lebenszyklus zu minimieren.*

Vielfältige Aufgaben für Asset Management

Einige EVU in schon länger deregulierten Märkten haben bereits neue Arbeitsplätze mit dem Titel *Asset Manager* geschaffen, deren umfangreiche Aufgabenbeschreibungen bestätigen, dass Asset Management nicht ein einzelner Vorgang, sondern eine Vielzahl von miteinander verknüpften technischen und managementspezifischen Prozessen ist. Beispiele dafür sind: Planung, Strategie und Taktik (bezogen auf Wartung und Investitionen), Prozess-Steuerung (zur Fehlerbehandlung), Betriebsmittelüberwachung (Zustand, Fehlergeschichte und Wartung), geografische Lage der Betriebsmittel, Verkaufspreis sowie Ersatzkosten und Abschreibung von Betriebsmitteln, Planung von Systemkapazität sowie Planung von Sicherheit und Verlusten für den Betrieb, Risiko-Management (Auswirkung auf das Netz, wenn ein Asset ausfällt), Systemleistung (Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit), Gesundheit und Sicherheit (Vorgehensweisen, Praktiken), Kundeninformation oder finanzielle Leistung (Gewinn).

Wartungsbezogene Prozesse und Software im EVU

In der Folge werden vor allem die technischen Prozesse von Asset Management näher beleuchtet. Mehr über Management-Aspekte ist in [2] zu finden.

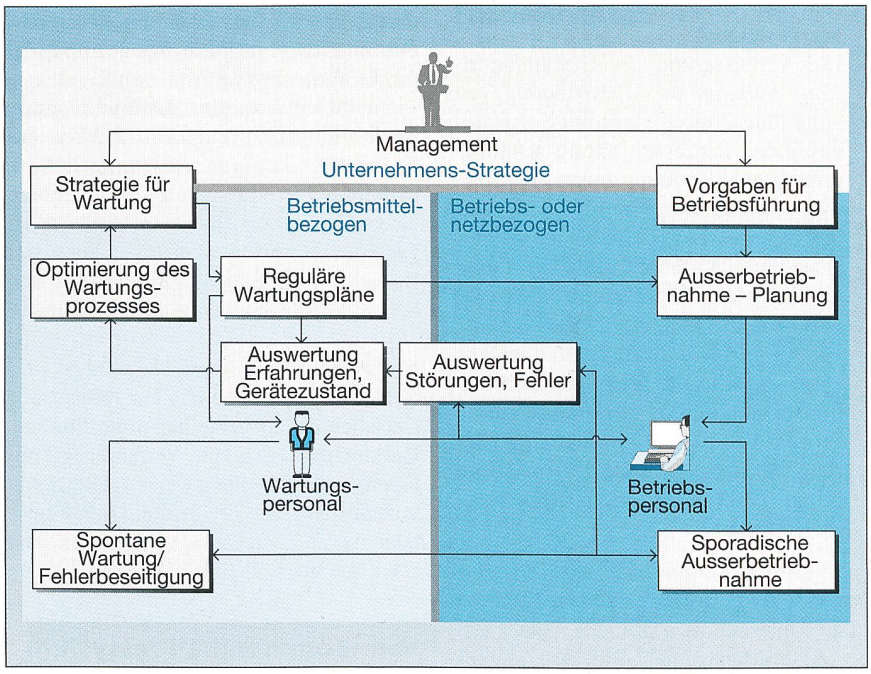


Bild 1 Wartungsbezogene Tätigkeiten eines EVU als Teil des Asset-Management-Prozesses
In der senkrechten Achse ist ein zeitlicher Zusammenhang dargestellt: die Prozesse unten im Bild werden am kurzfristigsten ausgeführt und betrachten das System eng fokussiert auf einen Fehler oder ein Gerät. Je höher im Bild der Prozess angeordnet ist, umso grösser wird der betrachtete Systemteil sowie die Zeitskala für Aktionen und umso langfristiger sind die Auswirkungen.

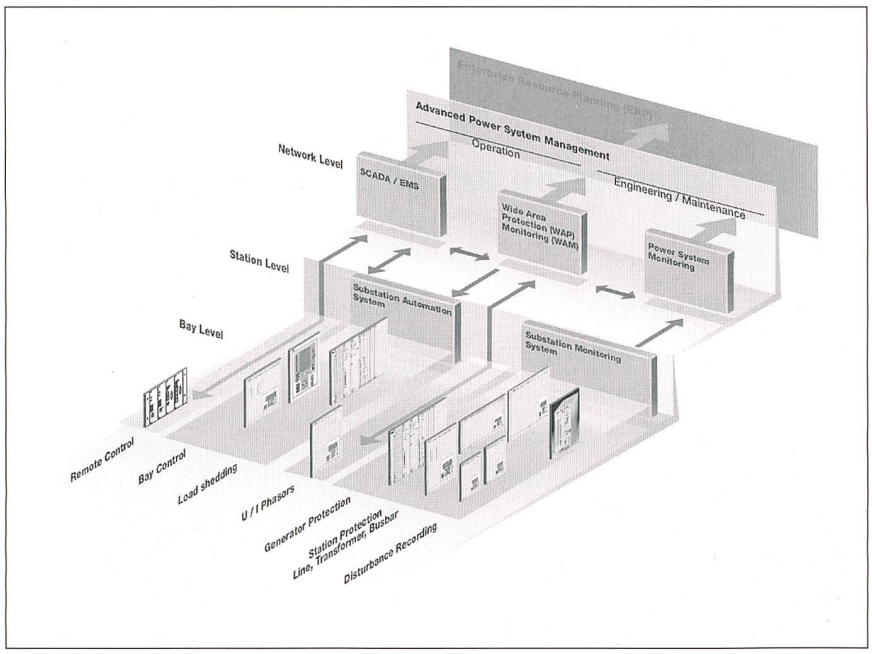


Bild 2 Advanced Power System Management

Es gibt zahlreiche Gründe für den Einsatz von Softwarelösungen im Bereich des Asset Managements. Sie können in drei Kategorien eingeordnet werden.

- Software steigert die Effizienz. Sie ermöglicht es, Änderungen schneller festzustellen und rascher darauf zu reagieren. Zudem erledigt die Software ihre Aufgabe in reproduzierbarer und gleichbleibender Qualität, was wiederum den Erfolg im sich ändernden Markt steigert.
- Die Verbesserung der Geschäftsprozesse verlangt die Überwindung von Abteilungsgrenzen, was mit Softwaregestützten Prozessen häufig schneller erreicht werden kann. Indem die Software Expertenwissen abbildet, wird der Experte vom «daily business» entlastet und kann sein Know-how für die Optimierung der Geschäftsprozesse einsetzen.
- Die Basis für computergestützte Prozesse ist eine integrierende Informationstechnologie-Umgebung, welche Prozessdaten (Stationsautomatisierung, Scada[1)], EMS/DMS[2)]) ins Büro bringt (ERP[3)], GIS[4)], CMMS[5)], Analysewerkzeuge).

In Bild 1 werden wartungsbezogene Prozesse und ihre Verbindung zu Betrieb und Unternehmensstrategie als Teil des Asset-Management-Prozesses dargestellt. Das Bild zeigt die wichtigsten Abhängigkeiten der Prozesse auf Grund der benötigten Datenmodelle und Algorithmen. Die Prozesse sind dabei in drei Gruppen eingeteilt.

Betriebsmittelbezogene Prozesse (linke Seite in Bild 1)

Diese Prozesse fokussieren auf ein Gerät als einzelne Komponente (z.B. einen bestimmten Transformator) oder eine Menge von Betriebsmitteln von ähnlichem Typ (z.B. alle 50-MVA-Transformatoren). Sie beziehen sich auf physische Geräte und werden organisatorisch von den Wartungsabteilungen wahrgenommen.

Betriebs- oder netzbezogene Prozesse (rechte Seite in Bild 1)

Sie behandeln die Ausschaltplanung für Wartungstätigkeiten im Hinblick auf Systembegrenzungen wie maximale Last, benötigte Zuverlässigkeit usw., gehören hauptsächlich zur Betriebsabteilung – je nach Organisation manchmal auch zur Betriebs- und Planungsabteilung – und benötigen Absprachen mit der Wartung.

Unternehmensbezogene Prozesse

Diese Prozesse beinhalten strategische Entscheidungen bezüglich Investitionen, Gesamtzuverlässigkeit, Verfahrensgrundlagen und Vorgehensweisen (Betriebsvorschriften). Sie beruhen auf den Resultaten der anderen Gruppen und beeinflussen diese über die Zielsetzungen.

Vom Kommunikationssystem zur Zentrale

Die Informationsbasis für alle Asset-Management-Prozesse liefert die Datenerfassung in den Unterstationen. Ein Kommunikationssystem liefert diese Daten an alle Stellen, die die Daten benötigen, sowie an zentrale Auswerteplätze (Bild 2). Es kann je nach Zweck der Auswertung mehrere unterschiedliche «Zentren» geben – eines für Netzbetrieb, eines für Schutzsystem-Auswertungen, eines für Betriebsmittelverwaltung der Primärtechnik, eines für Sekundärtechnik oder eines für Netzplanung.

Je nach Typ der Informationen muss verschieden schnell reagiert werden.

- *Alarme* müssen im Bereich von wenigen Minuten behandelt werden. Dies geschieht normalerweise über ein Stations- oder Netzleitsystem oder über spezielle Tele-Alarmsysteme mit Meldung direkt an die zuständige Person.
- *Fehler identifizierende Daten* wie Fehlertyp oder Fehlerort sollten innerhalb einiger Minuten bis längstens einer Stunde zur Verfügung stehen. Hier sind spezielle kostengünstige, meist schutz- oder störschriebbezogene Kommunikationssysteme möglich.
- *Fehlerdiagnosen* und die daraus resultierenden Anpassungen zur Vermeidung künftiger ähnlicher Fehler brauchen meist einige Tage Zeit. Dies gilt sowohl für Netz- und Schutzsystemfehler als auch für Zustandsüberwachungsdaten der Primärtechnik.
- Die Verarbeitung von Daten für *statistische Auswertungen* – beispielsweise für die Betriebseffizienz oder die Wartungs- und Ersetzungsplanung – hat in der Regel Wochen bis Monate Zeit.

Alarme werden üblicherweise über Netzleitzentren behandelt und führen zu sofortigen Gegenmassnahmen. Auch die statistischen Auswertungen werden häufig in Netzleitzentren bearbeitet, wo historische Daten gesammelt, gespeichert und dann an Planungs- und Auswertesysteme übertragen werden (nachteilig wirkt sich hierbei die beschränkte Menge an Signalen aus, die auf Grund historisch knapper Kommunikationskapazitäten von der Unterstation übertragen werden kann).

Die Bearbeitung der oben beschriebenen «Fehler identifizierender Daten» und die Fehlerdiagnosen sind erst in letzter Zeit auf Grund von der Netzleittechnik getrennter, auf kommerzieller Technik basierender kosteneffizienter Kommunikationssysteme möglich geworden. Das Software-Produkt «Inform IT Power System Monitoring» (PSM) von ABB benutzt solche Systeme für die Datenerhebung. Die Daten werden in einer Datenbank abgelegt und stehen dann auch anderen Systemen für Wartungs- oder Planungsfunktionen zur Verfügung.

Datentransfer von Störschrieben

PSM sammelt Störschreiber-Aufzeichnungen von allen angeschlossenen Unterstationen – entweder von einem existierenden Stationsleit- oder Überwachungssystem (Bild 2) oder direkt von den Erfassungsgeräten – und speichert sie in einer zentralen Datenbank ab. Diese Basisfunktion von PSM wurde bisher nur selten in Scada-Systemen implementiert, da sie für den unmittelbaren Betrieb nicht unbedingt notwendig ist und herkömmliche Fernwirk-Kommunikationsprotokolle keine Möglichkeiten zum Dateitransfer boten. Erst die Standards IEC 60870-5-101 und 60870-5-103 erlauben im Protokoll den Datentransfer von Dateien bzw. Störschrieben. Darauf bauen verschiedene PSM-Applikationen auf, indem sie die Daten verknüpfen und komplexe, elektrotechnische oder statistische Algorithmen darauf anwenden. Die Ergebnisse können über das firmeneigene Kommunikationsnetz, das Intranet oder sogar über das Internet abgefragt werden.

Die PSM-Grundfunktionalität wird normalerweise benötigt, um das Schutzsystem zu überwachen und zu optimieren. Mindestens zwei zusätzliche Benutzergruppen können von PSM profitieren: die Netzführungsgruppe und das Wartungs- und Instandhaltungspersonal (Bild 3).

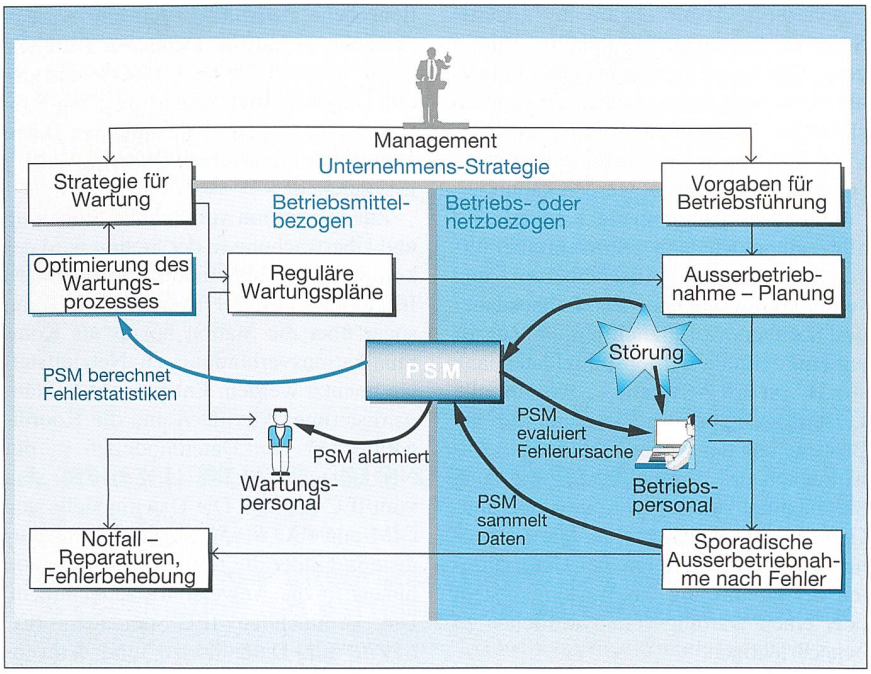


Bild 3 PSM als Teil des Asset-Management-Prozesses

Ein Fallbeispiel

Hochspannungsleitungen sind in der Schweiz vielerorts aussergewöhnlich exponiert. Blitzeinschlag, Schneelawinen und im Sommer Stein- und Gerölllawinen verursachen Störungen, die zu mehr oder weniger langen Teilabschaltungen im Übertragungsnetz führen. Das Netzleitzentrum wird unmittelbar nach einer Abschaltung informiert und veranlasst je nach Umfang der automatischen Abschaltung weitere Schalthandlungen, um die Versorgung der Endkunden zu sichern.

Parallel dazu wendet PSM Algorithmen zur genauen Fehlerlokalisierung an und alarmiert alle registrierten Empfänger – z.B. Betriebs- und Wartungspersonal oder betroffene Stromkunden – via Fax, E-Mail oder SMS mit einem Kurzprotokoll.

Mit der Darstellung der zum Abschaltzeitpunkt geltenden Spannungen, Ströme und Impedanzen als Oszillogramm oder als animiertes Phasendiagramm stellt PSM dem Betriebspersonal wertvolle Werkzeuge zur Verfügung, um die eigentliche Fehlerursache besser abschätzen zu können. Kommt das Betriebspersonal zum Schluss, dass eine Wiedereinschaltung mit hoher Wahrscheinlichkeit erfolgreich sein könnte, kann so einerseits der Netzzustand vor der Störung wiederhergestellt werden und andererseits lassen sich die Kosten, die eine sofortige Inspektion der Leitung verursacht hätte, vermeiden.

Störfallaufzeichnungen werden nicht nur bei Abschaltungen erzeugt. Auch Bäume, deren Äste bei einem Sturm Hochspannungsleitungen berühren, verursachen kurze, starke Stromanstiege, die einen Störschrieb auslösen. PSM berechnet auch in diesem Fall den Fehlerort. Häufen sich die Fehler regional, so kann das Wartungspersonal gezielt Gegenmassnahmen – etwa das Zurückschneiden der Bäume – treffen. PSM unterstützt mit dieser Art von Statistik die Wartung und hilft, die Instandhaltung von Übertragungsnetzen weiter zu optimieren.

Integration erweitert die Funktionalität

Das folgende Beispiel zeigt, wie die Wartung von Leistungsschaltern optimiert werden kann, indem ein zusätzlicher neuer Algorithmus die Störschriebe

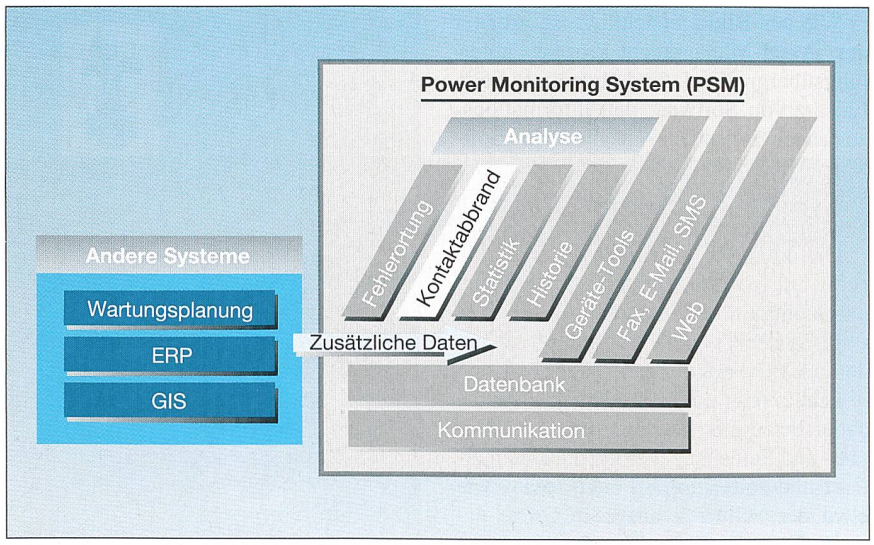


Bild 4 Einbettung neuer Komponenten
Beispiel für die zusätzliche Erfassung des Kontakt-Abbrands

auswertet und mit Daten aus anderen Software-Systemen kombiniert. Bild 4 zeigt, wie für die Ermittlung des Kontaktabbrands bei Leistungsschaltern eine zusätzliche Komponente innerhalb des PSM-Systems in das Störschreiber-Erfassungssystem integriert werden kann.

Die neue Komponente ermittelt für alle eingegangenen Störschreiberaufzeichnungen den Abschaltstrom und summiert diesen über die Lebensdauer des Schalters. Zusätzlich hat sie Zugriff auf eine zentrale Betriebsmitteldatenbank – z.B. im ERP-System –, wo für alle Leistungsschalter die Parameter für die Bestimmung des Kontaktabbrands in Abhängigkeit des Abschaltstroms und auch die maximal zulässigen Kontaktabbrand-Grenzen abgespeichert sind. Die Komponente ist so in der Lage, bei Überschreiten der Grenzwerte ein Wartungssystem oder einen Wartungsverantwortlichen zu benachrichtigen.

Vorbeugende Wartung der Leistungsschalterkontakte kann so durch eine Wartung bei Bedarf ersetzt werden, womit Wartungskosten und natürlich auch die Kosten für den Stillstand des Systems eingespart werden können.

Über die Erfassung von Rückmeldungen seitens der Wartung lassen sich weitere Funktionen realisieren: so können automatisch die Lebensgeschichte der Kontakte und ihrer Wartung verfolgt, die Kontaktabbrand-Parameter verbessert oder Statistiken über den Kontaktabbrand verschiedener Schalter oder Schaltertypen erstellt werden. Alle diese Funktionen sind typische Beispiele für Asset Management.

Standards schaffen offene Schnittstellen

Wie aus Bild 1 ersichtlich ist, arbeitet der Asset-Management-Prozess abteilungsübergreifend und benötigt beim Einsatz von Software den Informationsaustausch zwischen verschiedenen Software-Applikationen. Das setzt wiederum eine ausreichende Kommunikationsinfrastruktur voraus.

Die konkrete Anwendung in Bild 3 zeigt, dass die effektive Ausnutzung der Kommunikationsinfrastruktur eines PSM-Systems von der Integration mit anderen EVU-Funktionen abhängt.

Bild 2 zeigt einen Überblick über die dabei beteiligten Systeme. Auf der Geräte- und Feldebene werden die Daten erfasst und zeitkritische Funktionen – wie etwa der Schutz – ausgeführt. Die gesamte Leittechnik für Steuerung (Substation Automation) und Überwachung (Substation Monitoring) läuft auf der Stationsebene zusammen. Von hier werden dann die operativen Daten zur Netzleitebene (Scada/EMS), die Überwachungs- und Diagnosedaten zum Monitoring-System (PSM) und spezielle operative Daten zum Weitbereichsschutz (WAP[6], WAM[7]; [3]) geleitet.

Zur Integration von Schutz, Steuerung und Überwachung in der Station wird der kommende Kommunikationsstandard IEC 61850 [4] viel beitragen. Er kann sogar über die Station hinaus als Kommunikationsverbindung zu Netzleitstellen benutzt werden. Entsprechende Standardisierungsaktivitäten und die Koordination mit den Datenmodellen in der Netzleittechnik (CIM[8], IEC 61970) sind vom IEC geplant. Die Datenmodelle von CIM und IEC 61850 tragen die Standardisierung über die reine Kommunikation hinaus in die Anwendungsdaten hinein. Die kommenden IEC-Standards, IEC 61970 für Datenmodell und Anwendungsschnittstellen auf der Übertragungsebene und IEC 61968 für Anwendungsschnittstellen bei Verteilnetz–Management und Automatisierung, werden die Erstellung neuer Anwendungen und die Integration bestehender Anwendungen erleichtern und beschleunigen.

Integration: mehr als offene Schnittstellen

Wie aus den vorgängigen Erläuterungen ersichtlich ist, kommen in der Anwendung verschiedene Sichtwinkel zusammen. So möchte die Netzführung den Ort einer Störung im Energienetz einerseits schematisch und anderseits in geografischer Darstellung sehen. Die Wartungsplanung wiederum will den leistungsschalterbezogenen Kontaktabbrand (Primärtechnik-Geräte) erfassen und das Wartungspersonal gerätebezogen technische Dokumentation und die Wartungsparameter einsehen. Die Verantwortlichen für Kommunikation schliesslich wollen das Kommunikationsystem und die Datenerfassung überwachen.

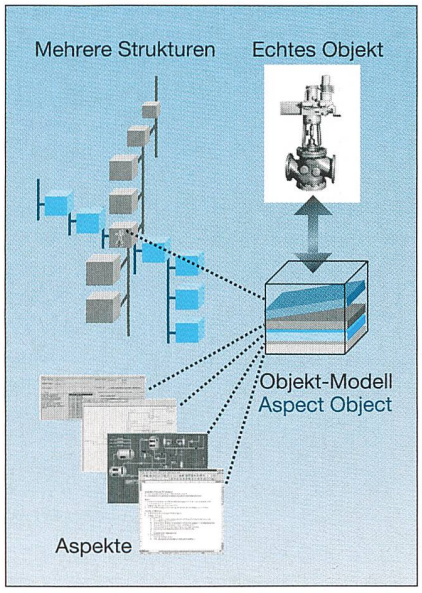


Bild 5 Industrial IT: in Strukturen eingebettetes Objekt mit seinen Aspekten

Für die rein datenflussmässige Verbindung zwischen Anwendungen reichen die bereits erwähnten Schnittstellen- und Kommunikationsstandards vielleicht aus: mit ihnen können die oben aufgeführten Sichtwinkel aber nicht in einem möglichst redundanzfreien Modell vereint werden. Hier bietet die Architektur von Industrial IT der ABB aus verschiedenen Gründen Abhilfe (Bild 5).

- Eine objektorientierte Architektur erlaubt es, die «Realität» möglichst genau zu modellieren.
- Objekte sitzen hierarchisch geordnet in unterschiedlichen Strukturen für unterschiedliche Zwecke. So spiegelt beispielsweise die *Kontrollstruktur* die Kommunikation zu den Sekundärtechnik-Geräten und den darin enthaltenen Funktionen wieder und die *Ortsstruktur* erlaubt es, über geografische Daten der Gebäude und Räume auf einzelne Objekte zuzugreifen. Ferner enthält die *funktionelle Struktur* der Architektur die funktionelle Gliederung des Stromnetzes in Regionen, Unterstationen, Spannungsebenen, Felder und Schalter inklusive der entsprechenden Schutz- und Kontrollfunktionen. Und schliesslich kann über die *Produktestruktur* auf die verwendeten Produkte sowohl der Primärtechnik als auch der Sekundärtechnik zugegriffen werden (wichtig z.B. für Wartungspersonal).
- In jeder Struktur kann navigiert werden und die Struktur (bzw. der Sichtwinkel) kann an Objekten gewechselt werden, welche sich in mehreren Strukturen befinden.
- Jedes Objekt besitzt funktionelle Aspekte, abhängig von seinem Typ, den Funktionssystemen (Aspektsystemen) für diesen Typ und den Strukturen, in denen es sich befinden darf. Typisch für ein Störschreiber-Erfassungsgerät sind beispielsweise ein Parametrieraspekt und ein Störschrieb-Übertragungsaspekt, während für Leistungsschalter Kontaktabbrand-Daten und Parameter, technische Dokumentation und Wartungsdokumentation, Identität, Typ usw. typische Aspekte sind, die – etwa für die Steuerung eines Schalters – um einen Steuerungsaspekt ergänzt werden können.

Die Industrial-IT-Architektur bietet die redundanzfreie Verknüpfung und Integration verschiedenster Anwendungen auf den gleichen Objekten und bietet damit eine effektive Basis für eine Integration der Prozessüberwachung mit den organisatorischen Prozessen. Indem PSM auf der Industrial-IT-Struktur aufbaut, werden die Funktionalitäten, die PSM bietet, den Objekten als Aspekt zugeordnet, sind von jedem Industrial-IT-Arbeitsplatz aus abrufbar und können mit weiteren Funktionalitäten verknüpft oder erweitert werden.

Referenzen

[1] Asset Management Series: Principles, policies and practices. Prepared by the Victorian Government as part of the Management Improvement Initiative, Nov 1995 (Bezug: http://home.vicnet.net.au/~assetman/welcome.htm).

[2] *S. Bartlett:* Asset Management in a Deregulated Environment. On behalf of Cigre TF23.18 and Australian Working Group – Asset Management, Cigré-Session 2002, paper 23-303, Paris, France, August 2002.

[3] *Ch. Rehtanz, J. Bertsch, M. Kaba:* Intelligenz verhindert Stromunterbrüche. *Bulletin SEV/VSE* Nr. 1, 2002.

[4] *K.-P. Brand, W. Wimmer:* Der Standard IEC 61850 – Offene Kommunikation in Schaltanlagen im deregulierten Strommarkt. *Bulletin SEV/VSE* Nr. 1, 2002.

Weiterführende Literatur

Mike J. Kay, Norweb: A business driven approach to asset management through the strategic use of information. Conference on Asset Management, June 1998, London.

S. Draber, E. Gelle, T. Kostic, O. Preiss, U. Schluchter: How operation data help manage life cycle costs. Cigré-Session 2000, paper 23/39-02, Paris, France, August 2000

Adressen der Autoren

Tatjana Kostic, Dr.-Ing., ABB Schweiz AG, Corporate Research, CH-5405 Baden-Dättwil
tatjana.kostic@ch.abb.com

Nikolaus Lahner, ABB Schweiz AG, Utility Automation, CH-5401 Baden
nikolaus.lahner@ch.abb.com

Wolfgang Wimmer, Dr. rer. nat., ABB Schweiz AG, Utility Automation, CH-5401 Baden
wolfgang.wimmer@ch.abb.com

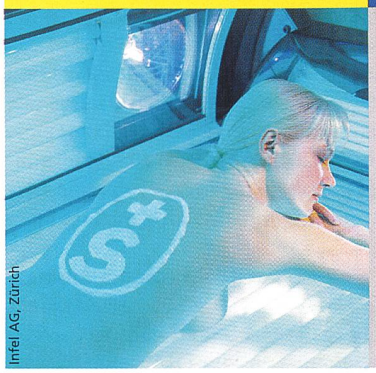
[1] Scada: Supervisory Control and Data Acquisition
[2] EMS/DMS: Energy/Distribution Management System
[3] ERP: Enterprise Resource Planning
[4] GIS: Geografisches Informationssystem
[5] CMMS: Computerized Maintenance Management System
[6] WAP: Wide Area Protection
[7] WAM: Wide Area Monitoring
[8] CIM: Common Information Model

L'intégration, clé de l'Asset Management

Avantages d'une intégration fonctionnelle à l'exemple de l'évaluation des perturbations enregistrées

L'Asset Management n'est pas une simple fonction isolée comme par exemple la protection, l'exploitation des réseaux ou la planification d'extension mais elle se compose de divers processus aidant à trouver un compromis optimal entre la disponibilité et les coûts, pour une entreprise de fourniture d'énergie aussi bien que pour ses clients. Le présent article montre, à l'exemple de la saisie des données par traceurs de perturbations dans une entreprise de fourniture d'énergie, comment l'intégration fonctionnelle de diverses applications peut aider à profiter de nouvelles fonctions liées aux moyens d'exploitation et à en accroître l'efficacité.

Sicherheit geht über alles.



Sichere Produkte kommen nicht von ungefähr.
Sichere Produkte sind gekennzeichnet.

Achten Sie auf das Sicherheitszeichen des Eidgenössischen Starkstrominspektorats (ESTI). Für eine sichere und störungsfreie Anwendung des Produkts ist dies der sichtbare Nachweis, der durch Prüfung und Marktüberwachung sichergestellt wird. Infos finden Sie unter www.esti.ch

Das Konformitätszeichen des SEV bietet Ihnen zusätzlich die Gewissheit, dass die Herstellung der Produkte kontinuierlich überwacht wird. Infos finden Sie unter www.electrosuisse.ch

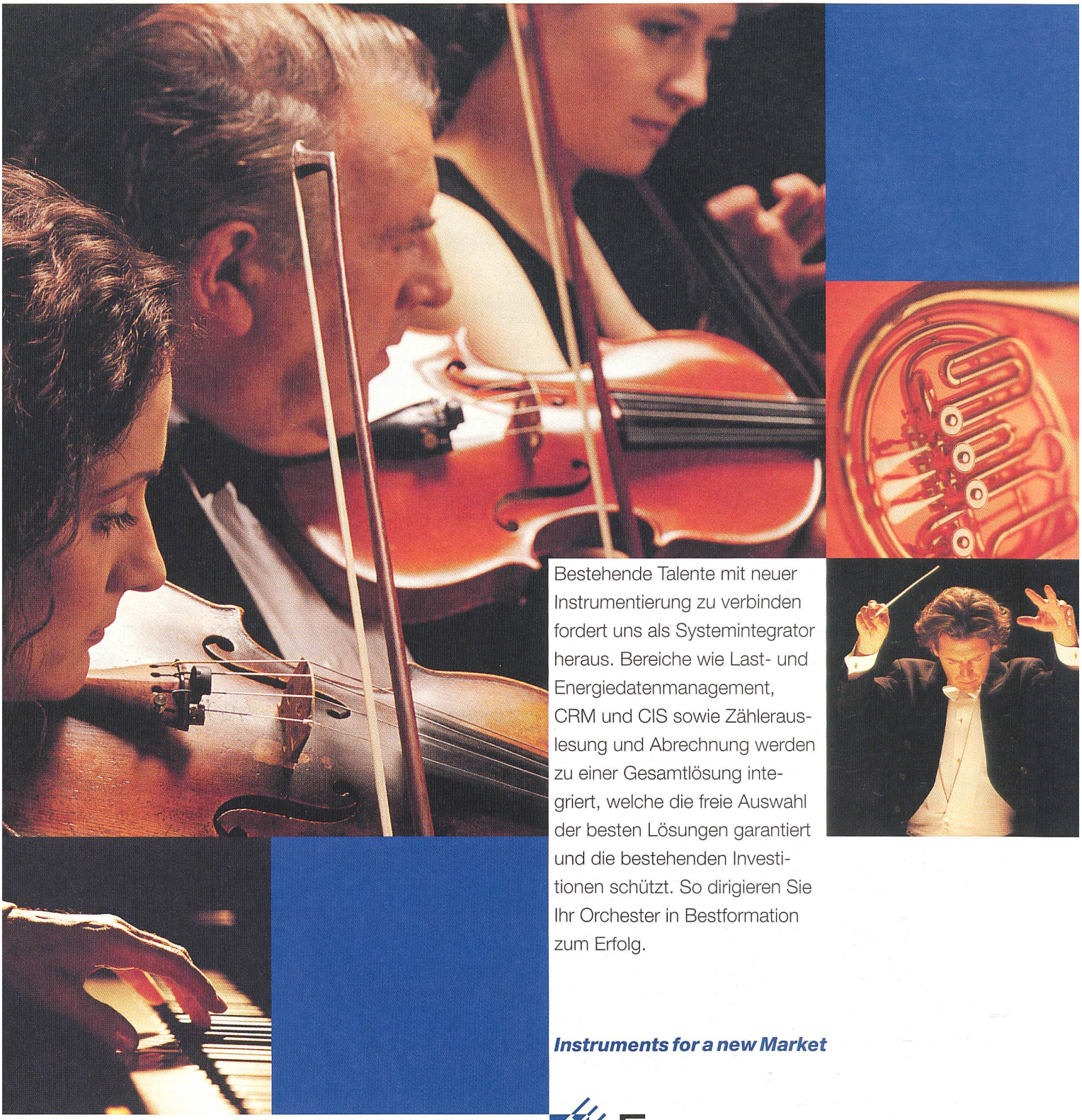
Eidgenössisches Starkstrominspektorat
Inspection fédérale des installations à courant fort
Ispettorato federale degli impianti a corrente forte
Inspecturat federal d'implants da current ferm

www.esti.ch
Luppmenstrasse 1
8320 Fehraltorf
Tel. 01 956 12 12

Sicher ist sicher.

SYSTEMINTEGRATION IM ENERGIEMARKT

Bestbesetzung



Bestehende Talente mit neuer Instrumentierung zu verbinden fordert uns als Systemintegrator heraus. Bereiche wie Last- und Energiedatenmanagement, CRM und CIS sowie Zählerauslesung und Abrechnung werden zu einer Gesamtlösung integriert, welche die freie Auswahl der besten Lösungen garantiert und die bestehenden Investitionen schützt. So dirigieren Sie Ihr Orchester in Bestformation zum Erfolg.

Instruments for a new Market

ENERMET

ENERMET AG ■ UNDERMÜLISTRASSE 28 ■ CH-8320 FEHRALTORF
TEL. 01/954 81 11 ■ FAX 01/954 81 01 ■ INTERNET www.enermet.ch