

Schwachstellen im Blick

Neue Tools zur Visualisierung des Zustands von Stromnetzen

Mats Larsson, Reynaldo Nuqui, Linda-Maria Johansson, Stefan Bengtzing



Die letzten großen Blackouts haben gezeigt, wie verwundbar elektrische Übertragungsnetze sind. Häufig werden diese Ausfälle durch die Überlastung von Betriebsmitteln verursacht oder verschlimmert. Durch die daraus resultierenden Abschaltungen verlagert sich die Überlast auf andere Leitungen, und der Blackout mit all seinen schlimmen Folgen für die Produktivität von Unternehmen und die Sicherheit und den Komfort des Menschen kann sich in Windeseile ausbreiten.

In den meisten Fällen kann der Schaden in Grenzen gehalten werden, wenn das Betriebspersonal zur richtigen Zeit die richtigen Entscheidungen trifft. Doch dazu müssen die erforderlichen Informationen in leicht zugänglicher Form zur Verfügung stehen.

ABB bietet innovative Lösungen für Leitwarten mit grafischen Anzeigen, die die aktuelle Last auf allen Leitungen visualisieren und dabei helfen, Schwachstellen im Netz aufzudecken. Dabei wird die Netztopologie mit geografischen Informationen und Umweltdaten verknüpft, sodass die Gefährdung einer Leitung durch Witterung oder Vegetation frühzeitig erkannt werden kann.

In den meisten Teilen der Welt steigt der Energiebedarf, während der Ausbau der Stromnetze aufgrund ökologischer und wirtschaftlicher Bedenken immer langsamer vonstatten geht. Das Ergebnis ist eine zunehmende Belastung der Stromnetze und mangelnde Reserven bei Ausfällen von Betriebsmitteln.

Zu großflächigen Stromausfällen kommt es normalerweise, wenn innerhalb weniger Minuten oder gar Sekunden mehrere Komponenten ausfallen. Die Leitsysteme der Energieversorger sammeln Daten von Sensoren innerhalb des Netzes und werten diese Informationen aus, um festzustellen, ob aufgrund des Systemzustands ein sicherer Betrieb und die Erfüllung des Leistungsbedarfs gewährleistet ist.

Die meisten heutigen Anwendungen melden Probleme nur für einzelne Komponenten (z. B. überlastete Leitungen oder Unter-/Überspannungen an bestimmten Punkten). Wenn etwas schief geht, sind die Energieversorger häufig davon abhängig, dass die Bediener die richtigen Maßnahmen ergreifen, um zu verhindern, dass sich ein alltägliches Ereignis wie der Ausfall einer einzelnen Komponente (z. B. einer Leitung oder eines Transformators) lawinenartig ausbreitet und zu einem großflächigen Blackout führt. Ein typisches Übertragungsnetz kann aus Tausenden von Leitungen und Unterstationen bestehen, sodass sich

im Betrieb eine riesige Menge von Messdaten ansammelt. Ohne Hilfe kann ein Bediener den Informationsgehalt dieser Daten unmöglich zeitnah erfassen. Deshalb gewinnen entsprechende Tools zur Beurteilung der Betriebssicherheit und eine Visualisierung, die die Daten zu nutzbaren Informationen aufbereitet, zunehmend an Bedeutung. Auszüge aus dem North American Blackout Report vom August 2003 [1] unterstreichen dies (siehe **Infobox**).

Ein Ziel der in diesem Artikel vorgestellten Lösung besteht darin, Netzoperatoren ein besseres Situationsbewusstsein zu vermitteln. Dies kann mit Tools erreicht werden, die Messdaten aus dem Netz mithilfe moderner Stabilitätsbeurteilungs- und Visualisierungsverfahren verarbeiten.

Visualisierung statischer Netzdaten

ABB bietet eine Reihe von Softwaresystemen für das Netzmanagement auf der Basis von SCADA¹⁾- und Zustandsschätzungspaketen, die eine detaillierte und präzise Darstellung des Netzes mit einer zeitlichen Auflösung von wenigen Sekunden bis einigen Minuten ermöglichen. Dies reicht aus, um alle statischen Aspekte des Netzbetriebs wie Blindleistungsbilanz und -reserven, Belastungsgrenzen von Betriebsmitteln oder Übertragungswegen und Spannungsprofile zu analysieren. Die Erfahrung hat gezeigt, dass der Mensch visuelle Informationen schnell-

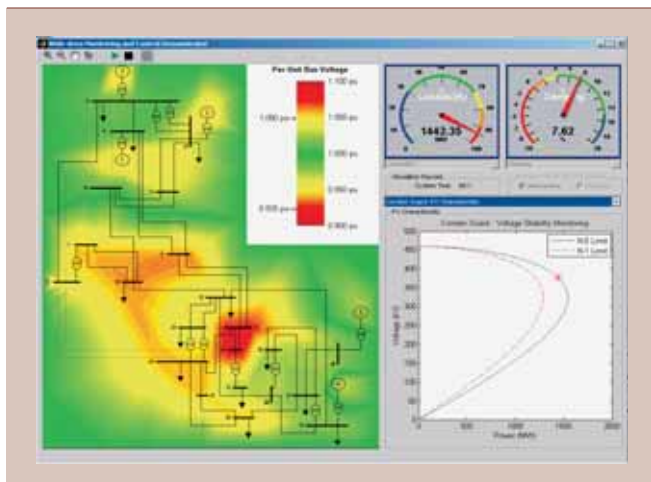
er aufnehmen und analysieren kann als numerische Informationen [2]. Mithilfe von Konturendarstellungen der Spannungs-, Last- oder Erzeugungsprofile lassen sich die systemweiten Betriebsbedingungen so visualisieren, dass der Bediener Schwachstellen im Netz auf einen Blick erkennen kann.

1 zeigt ein Beispiel, in dem die Spannungswerte durch Farbkonturen dargestellt sind. Die roten Bereiche in der Mitte des Systems weisen auf eine un-

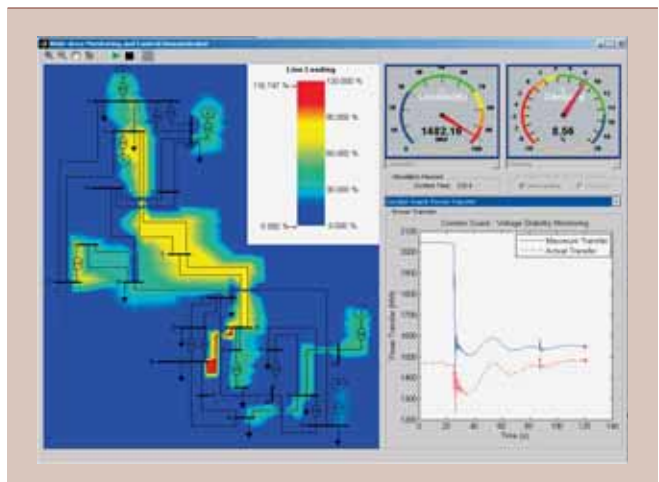
Infobox Auszüge aus dem North American Blackout Report vom August 2003 [1]

- **Beobachtung** – „Ein Hauptgrund für den Blackout am 14. August war mangelndes Situationsbewusstsein, was wiederum auf unzureichende Zuverlässigkeitstools und Reserven zurückzuführen war.“
- **Motwendige Maßnahmen** – „Eine verbesserte Transparenz des Netzstatus über den eigenen Regelungsbereich hinaus würde Operateuren dabei helfen, den Betrieb so anzupassen, dass mögliche Probleme abgemildert werden.“
- **Beobachtung** – „Dies führte zu einer Unfähigkeit, IT-bezogene Ausfälle (Ausfall von Hardware/Software, schädlicher Programmcode, fehlerhafte Konfigurationen usw.) zu erkennen, zu beurteilen, darauf zu reagieren und sie zu beheben.“
- **Notwendige Maßnahmen** – „IT- und EMS-Supportmitarbeiter implementieren technische Kontrollinstrumente zur Erkennung, Handhabung und Behebung von System- und Netzproblemen.“

1 Visualisierung von Spannungswerten durch Farbkonturen – die rote Fläche in der Mitte des Systems weist auf Bereiche mit ungewöhnlich niedriger Spannung hin.



2 Visualisierung der Leitungsbelastung mithilfe einer Konturendarstellung – die Färbung gibt die Belastung der Leitungen im Verhältnis zu ihrer Kapazität an.



Kapitalproduktivität

gewöhnlich niedrige Spannung hin. Nach einer raschen Lokalisierung können zur näheren Untersuchung der Ursache und Bestimmung einer möglichen Lösung detailliertere numerische Anzeigen aufgerufen werden. In einem Konturendiagramm gibt die Farbe das Ausmaß der Gefährdung und die Lage auf der Konturenkarte die geografische Lage des Problem-bereichs an. Verglichen mit einem herkömmlichen Alarm oder einer Warnmeldung, bei der die Lage normalerweise nur in Textform angegeben wird, ist es für den Bediener so viel leichter, eine Lösung für das Problem zu finden. Treten gleichzeitig an mehreren Orten Abweichungen vom normalen Spannungsprofil auf, kann mithilfe der farbigen Darstellung schnell das Ausmaß der Gefährdung für die Netzsicherheit eingeordnet und die

Schwerpunkte für Korrekturmaßnahmen festgelegt werden.

Sobald eine Schwachstelle auf der Konturenkarte gefunden wurde, kann der Bediener vorbeugende Maßnahmen treffen, um zu verhindern, dass sich eine ungewöhnliche Situation zu einem systemweiten Ausfall entwickelt. In dem in **1** dargestellten Beispiel hat der Bediener die Möglichkeit, Lasten abzuschalten oder zusätzliche Kondensatorbänke bzw. flexible Drehstrom-Übertragungssysteme (sog. FACTS) zuzuschalten, um mehr Blindleistung einzuspeisen und das Spannungsprofil zu verbessern.

Darüber hinaus eignen sich Konturen-
darstellungen sehr gut zur Identifizie-
rung überlasteter Netzkomponenten.
Bleiben diese Überlastungen bestehen,

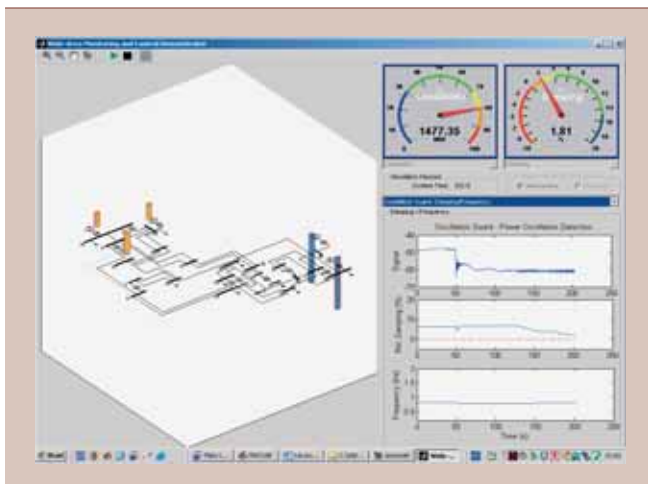
werden die meisten Betriebsmittel, die mit entsprechenden lokalen Schutzeinrichtungen ausgestattet sind, nach einer bestimmten Verzögerungszeit (mehrere zehn Minuten) abgeschaltet. Mit den richtigen Informationen können die Netzoperateure Überlastungen rechtzeitig erkennen und entsprechende Korrekturmaßnahmen wie die Abschaltung von Lasten oder eine Neukonfiguration des Netzes treffen, bevor Leitungen durch den Überlastschutz getrennt werden, und somit die Ausbreitung von Störungen und Blackouts verhindern. [2](#) zeigt eine Beispieldarstellung, in der die Farbkontur die Belastung der Leitungen im Verhältnis zu ihrer Kapazität angibt. Anhand des roten Abschnitts lassen sich überlastete Leitungen schnell erkennen.

Visualisierung dynamischer Netzvorgänge

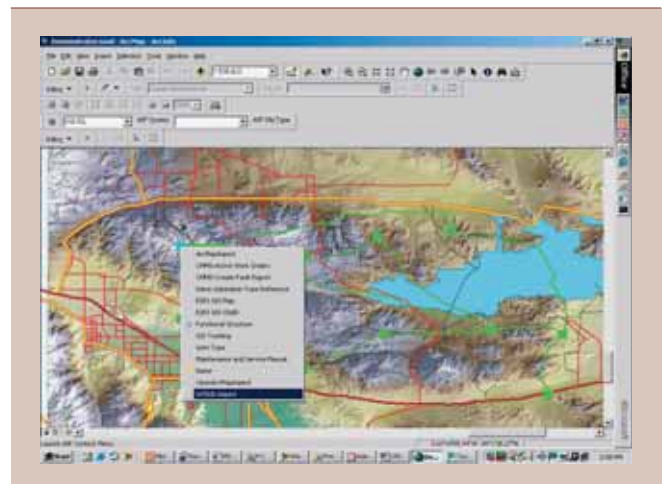
Neueste Vektormess- und Weitbereichsüberwachungssysteme (Wide-Area Monitoring Systems, WAMS) sind in der Lage, Messdaten mit einer Auflösung von 10-20 Messungen pro Sekunde zu erfassen. Dadurch können nicht nur langsame Phänomene wie Spannungs- und Lastentwicklungen, sondern auch schnellere, für die Stabilität des Netzes wichtige Phänomene wie pendelnde und transiente Vorgänge sowie Frequenzänderungen überwacht werden. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung liefert ein WAMS jedoch riesige Datenmengen, die zunächst verarbeitet werden müssen. be-



3 3-D-Echtzeitvisualisierung der Frequenzdynamik, bei der die Generator Drehzahlen und Ergebnisse der Stabilitätsüberwachung von Pendelungen durch animierte Balken dargestellt werden



4 Echtzeitvisualisierung eines Stromnetzes mit einer darübergelegten schattierten GIS-Reliefkarte und einer Straßennetzkarte



vor sie dem Bediener zur Verfügung gestellt werden können.

Vektormessdaten können ebenfalls auf verschiedene Arten automatisch analysiert werden. Bei der Überwachung der Spannungsstabilität werden an beiden Enden einer kritischen Leitung oder eines Korridors Messungen vorgenommen. Dann wird in einem Ersatzmodell des Korridors die Spannungsstabilität des Systems 10- bis 20-mal pro Sekunde beurteilt. Das Ergebnis wird mithilfe der rechts unten in **1** dargestellten Leistungs-Spannungs-Kennlinie visualisiert. Der aktuelle Betriebspunkt ist mit einem roten Stern gekennzeichnet, und die maximale Belastbarkeit entspricht dem äußersten rechten Punkt der blauen Kurve. Die Anzeige „Loadability“ zeigt außerdem, dass die aktuelle Belastung bei 92 % des theoretischen Maximums liegt.

Zur Überwachung der Dämpfung von Leistungspendelungen werden Online-Schätzungen aus einem dynamischen Ersatzmodell des Systems verwendet, das auf Vektormessdaten basiert. Das Modell kann verwendet werden, um die Stabilität von Schwingungen zwischen Netzbereichen zu beurteilen, die im Zuge der Zusammenschaltung von Netzen zu großflächigen Verbundnetzen immer häufiger auftreten. Die Dämpfung wird mithilfe der Anzeige oben rechts in **2** dargestellt. **3** zeigt eine Situation mit einer 1,8%igen Dämpfung der vorherrschenden Schwingung. Eine negative Dämpfung würde auf eine instabile Situation hindeuten, die zu einem Netzzusammenbruch führen kann. Wünschenswert ist typischerweise eine Dämpfung von mindestens 6–7 %. Bei einer solchen niedrigen Dämpfung wie der hier gezeigten muss der Bediener alarmiert werden, damit entsprechende Korrekturmaßnahmen getroffen werden können.

Zusätzlich zeigt **3** eine dreidimensionale Darstellung der Frequenzdynamik. Die im Schaltbild nach unten gerichteten Balken in kalten Farbtönen (von violett bis grün) weisen auf Sammelschienen oder Generatoren hin, bei denen die gemessene Frequenz unter dem gewichteten Durchschnitt des Netzes liegt. Die nach oben gerichteten Balken in warmen Farbtönen (von grün bis rot) weisen auf Bereiche hin,

in denen die gemessene Frequenz über dem gewichteten Durchschnitt liegt. Die Abbildung zeigt deutlich, dass die beiden Generatoren am einen Ende des Systems zusammen gegen die Gruppe aus drei Generatoren am anderen Ende schwingen. In diesem Fall ist die Pendelung kurz davor, instabil zu werden – dies wird durch die niedrige Dämpfung in der Anzeige oben rechts bestätigt.

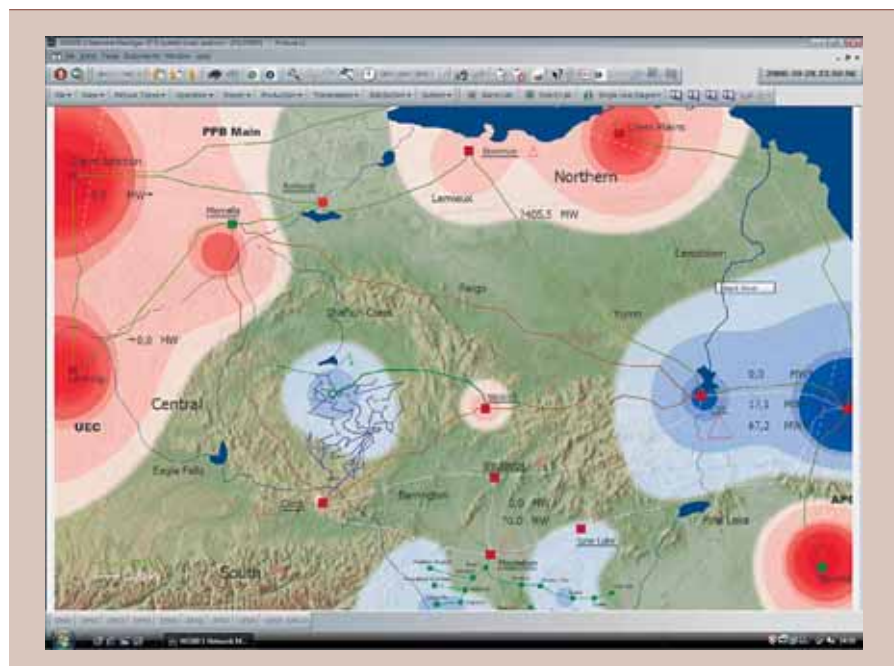
Die Rolle von GIS

Geografische Informationssysteme (Geographic Information Systems, GIS) ermöglichen eine erweiterte Darstellung von Stromnetzen durch die Verknüpfung von Informationen über die Betriebsmittel im Netz mit räumlichen Daten. Da sie eine große Bandbreite an Visualisierungsmöglichkeiten wie Konturendarstellungen und Animationen unterstützen, stellen sie eine interessante Plattform für die Darstellung von Echtzeit-Netzdaten mit geografischem Bezug wie die oben beschriebenen Spannungs- und Leitungsbelastungskonturen dar. GIS-Informationen werden in geografischen Kartenebenen gespeichert. Damit lassen sich die Zustände in einem Übertragungsnetz relativ einfach mit anderen relevanten Informationen wie Wetter, Vegetations-

wachstum und Straßennetzen verknüpfen. In das GIS integrierte Echtzeit-Wetterdaten erhöhen das Situationsbewusstsein des Bedieners. Mithilfe eines solchen Systems können bei Herannahen einer Schlechtwetterfront zum Beispiel schnell die Netzeinrichtungen mit erhöhtem Ausfallrisiko bestimmt werden. In Verbindung mit SCADA/EMS²⁾-Daten kann der Bediener dann eine Lastverteilung vornehmen, um das System vor möglichen sich ausbreitenden Störungen zu schützen. GIS-Vegetationskarten können mit Echtzeit-Lastinformationen verknüpft werden, um Leitungen mit einem erhöhten Risiko von Funkschlag und Störungen aufgrund von Leitungsdurchhang zu identifizieren. Diese Leitungen können dann als Kandidaten für die EMS-Störfallanalyse herangezogen werden. Zeigt die GIS-Vegetationskarte hingegen nur geringfügiges Wachstum, kann auch durch einen Korridor mit Einschränkungen hinsichtlich des Leitungsdurchhangs mehr Leistung geschickt werden.

Auch nachdem es zu einer Störung gekommen ist, können GIS-Daten den Operateuren wertvolle Unterstützung bieten. So können die Informationen von Geräten zur Fehlerlokalisierung in

- 5** Die Dynamic Contour Coloring Funktion des ABB Network Managers zeigt Abweichungen von nominellen Spannungspegeln – rote Flächen stehen für hohe, blaue Flächen für niedrige Spannungen.



Kapitalproduktivität

den Übertragungsleitungen in geographische Koordinaten umgewandelt werden, um die betroffenen Leitungsabschnitte zu ermitteln. Zusammen mit GIS-Daten zum Gelände, der Vegetation, dem Straßennetz und der Witterung lässt sich schnell die zur Reparatur erforderliche Zeit schätzen. Die Reparaturzeit spielt wiederum eine wichtige Rolle bei der Entscheidung, ob sich das (kostspielige) An-/Abfahren einer Erzeugungseinheit lohnt. Nach großen Stürmen helfen GIS-Karten, auf denen die relativen Positionen von Reparaturmannschaften und Teams zur Baumbeseitigung dargestellt sind, den Netzoperatoren dabei, die Teile des Netzes zu bestimmen, die rasch wiederhergestellt werden können, um die Ausfallzeit für den Verbraucher möglichst kurz zu halten.

Die GIS-Daten können den Operateuren über eine anwendungsübergreifende Navigation mit SCADA/EMS-Systemen bereitgestellt werden. 4 zeigt eine GIS-Schnittstelle mit der Darstellung des Netzes, die mit einer geographischen Karte und einer Straßenkarte überlagert ist. Wird in einer Unterstation ein Alarm ausgelöst, wechselt das entsprechende Objekt in der Darstellung seine Farbe und beginnt zu blinken. In diesem Fall kann der Bediener mit der rechten Maustaste auf das GIS-Objekt klicken und aus dem Kontextmenü die ABB Network Manager WS500-Schnittstelle für diese Untersta-

tion aufrufen. Dort stellt er z. B. fest, dass der Alarm auf einen fehlerhaften Leistungsschalter hinweist, worauf er den Alarm quittiert und einen Wartungsauftrag ausgibt. Dann klickt er mit der rechten Maustaste auf den Leistungsschalter und kehrt zur GIS-Schnittstelle zurück, um sich kurz das Straßennetz um die Unterstation herum anzusehen. Daraufhin kann er auf der Basis der neuen Bedingungen eine Umverteilung der Last auf andere Erzeugungs- und Übertragungseinrichtungen vornehmen.

Die geographischen Informationen des GIS-Systems können auch mit den Konturendarstellungen des elektrischen Zustands verknüpft werden. Ein entsprechender Bildschirm Ausdruck des ABB Network Managers ist in 5 zu sehen. Hier wird eine aus einem GIS importierte Reliefkarte zusammen mit einem Netzplan angezeigt und das Spannungsprofil als Konturdarstellung darübergelegt.

Vom Labor in die SCADA-Systeme von ABB

Die Visualisierung von dynamischen Netzvorgängen ist noch immer ein wichtiger Forschungsbereich, der neue Visualisierungstechniken für ein besseres Situationsbewusstsein beim Betrieb von Stromnetzen hervorbringen wird. Gleichzeitig finden neue Verfahren den Weg aus den Forschungslaboren in die SCADA-Systeme von ABB.

Der ABB Network Manager unterstützt nun eine Funktion zur Darstellung von dynamischen Farbkonturen (Dynamic Contour Coloring). Die in 6 dargestellte WS500-Bedienstation zeigt eine skalierbare Weltkarte mit einer geographischen Prozessübersicht. Die Ebene mit dynamischer Konturfärbung ist halbtransparent und kann wie in dieser Abbildung auf eine GIS-Kartenebene gelegt werden, die von einem webbasierten GIS-Kartenserver bezogen wird. Über die GIS-Karte und die Konturendarstellung werden Echtzeitinformationen gelegt. Über die Aspect Object-basierte Navigation kann dann zum Beispiel auf Asset- und Wartungsmanagementsysteme zugegriffen werden.

Mats Larsson

ABB Schweiz AG, Corporate Research
Dättwil, Schweiz
mats.larsson@ch.abb.com

Reynaldo Nuqui

ABB Inc, Corporate Research
Raleigh, USA
reynaldo.nuqui@us.abb.com

Linda-Maria Johansson

Stefan Bengtzing
ABB Sweden AB
ABB Power Technologies
Network Management Västerås, Schweden
linda-maria.johansson@se.abb.com
stefan.k.bengtzing@se.abb.com

Modell einer ABB Network Manager Leitwarte



Fußnoten

- ¹⁾ Supervisory Control and Data Acquisition (ein umfangreiches System zur dezentralen Überwachung, Steuerung und Datenerfassung)
- ²⁾ Energiemanagementsystem (ein System aus computergestützten Tools zur Überwachung, Steuerung und Optimierung der Systemleistung)

Literaturhinweise

- [1] US-Canada Power System Outage Task Force: „Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada“, November 2003
- [2] D. A. Wiegmann, A. M. Rich, T. J. Overbye, Y. Sun: „Human Factors Aspects of Power System Voltage Visualizations“, Tagungsunterlagen der 35. International Conference on System Sciences, Hawaii, September 2002
- [3] M. Zima, M. Larsson, P. Korba, C. Rehtanz, G. Andersson: „Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems“, Proceedings of the IEEE, Vol. 93, No. 5. (Mai 2005), S. 980-996