

Stromerzeugung ohne Ausfall: Dank Fernwartung und schneller Hilfe von Experten kann die Verfügbarkeit von Kraftwerken deutlich erhöht werden.

Kraftwerke via Internet warten

Kommunikationsfähige Industrieanlagen werden zunehmend aus der Ferne überwacht und optimiert: Es reisen die Daten, nicht die Experten. Siemens-Fachleute betreuen Hunderte von Anlagen auf der ganzen Welt via Modem und Internet.

Karlsruhe, 11.30 Uhr – „Hallo Vales Point, hier ist das Remote Expert Center in Karlsruhe. Ich bearbeite gerade Ihren Fall und würde jetzt gerne in die Analyse einsteigen“, sagt Andreas Dobbertin. Der Leiter des Remote Expert Center (REC) der Geschäftseinheit „Service für Fossile Kraftwerke“ bei Siemens Power Generation Leittechnik (PG L) blickt auf die Weltkarte auf der linken Seite seines Doppelbildschirms und klickt mit der Maus auf ein Städtchen in der Nähe von Sydney – dort ist es jetzt 21.30 Uhr. Auf dem rechten Monitor öffnet sich ein Webbrowser. Dobbertin klickt auf „Verbindung herstellen“. Nach einigen Sekunden erscheint eine grafische Oberfläche mit den aktuellen Daten des Kohlekraftwerks. „Die fahren momentan nicht Volllast“, kommentiert der Leittechnik-Experte und zeigt auf die aktuelle Leistung: Sie liegt für die zwei Kraftwerksblöcke bei je 440 Megawatt (MW), die Anlage schafft bis zu 50 Prozent mehr.

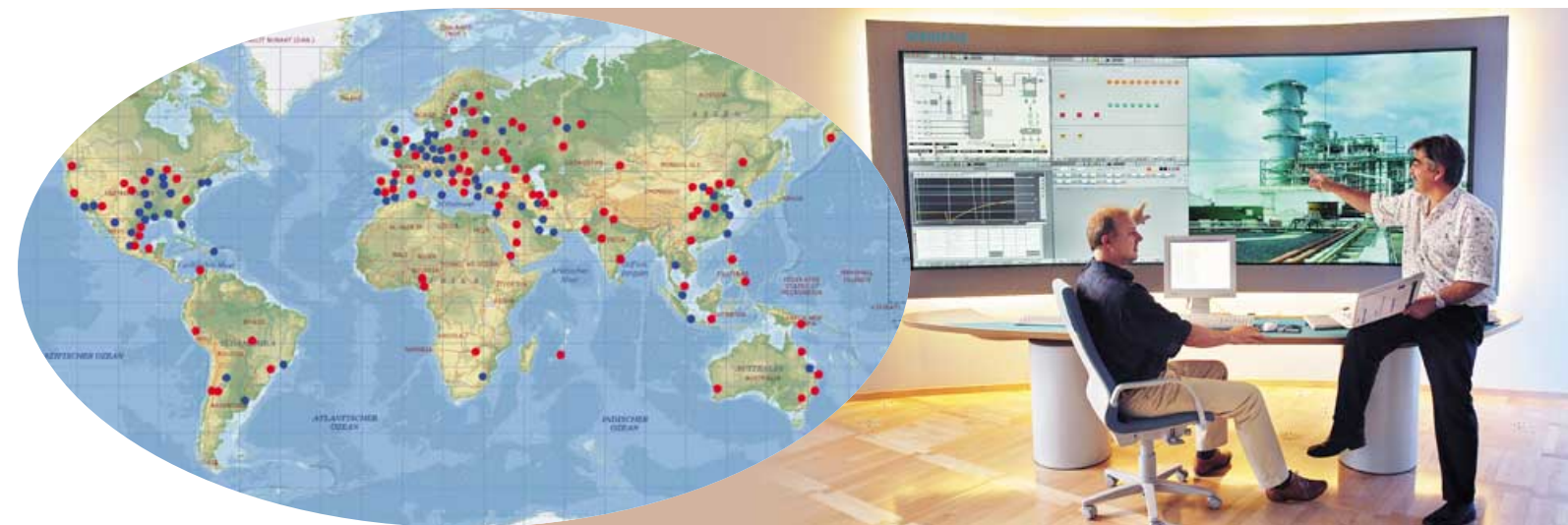
Derzeit betreut das REC mit rund 40 Mitarbeitern weltweit 140 Kunden. Dazu gehören Gas- und Dampfturbinen-, Stein- und Braunkohlekraftwerke und demnächst auch Windkraftanlagen. Das REC bietet eine ganze Palette von Dienstleistungen: Fehlerbehebung aus der Ferne, Fernwartung und -administration, sowie Prävention oder Optimierung – etwa beim Geothermie-Kraftwerk in Kamtschatka, Russland. Dort hat Siemens die Leittechnik in Betrieb gesetzt und die Möglichkeit zur Fernüberwachung (von Moskau aus) eingerichtet.

„In der Vergangenheit gehörten solche Serviceverträge nicht zu unserem Angebot, weil die Leittechnik analog und nicht kommunikationsfähig war. Der Kraftwerksbetreiber konnte vieles selbst reparieren. Mit der Digitalisierung ist die Technik leistungsfähiger, aber auch komplexer geworden“, sagt der Produktmanager für das REC, Theodor Rosch. „Mit der rasanten Entwicklung der Kommunikationsinfrastruktur ist nun Fernwartung das Zukunftsthema. So können wir als Hersteller unser geballtes Expertenwissen zur Verfügung stellen.“

Tausende Einsätze pro Jahr. Rund 4.800 Störfälle im Bereich Leittechnik hat das REC im vergangenen Jahr bearbeitet. Beim ersten Anruf eines Kunden werden Basisinformationen wie Anrufer-, Kraftwerksname und eine kurze Problembeschreibung abgefragt. Die Telefonzentrale vermittelt dann den Kunden an den richtigen Spezialisten, beispielsweise an Andreas Dobbertin, der sich gerade in Vales Point eingewählt hat. Bei ihm wechselt nun die Darstellung seines Bildschirms: Ein Fenster mit ASCII-Dateien wird eingeblendet. „Das sind Protokolle interner Diagnosedateien“,

erläutert Dobbertin, während er den Fehler sucht. Dabei baut er nicht nur auf sein Fachwissen, sondern er kann auch auf eine Datenbank zugreifen, in der ähnliche Fälle dokumentiert sind. Das ist diesmal nicht nötig, denn die Analyse der Diagnoseprotokolle ergibt, dass eine Software für eine bestimmte Leittechnik-Komponente ausgefallen ist. Dobbertin macht sich daran, die Software noch einmal zu starten – „natürlich immer in Abstimmung mit dem Kunden.“

Zwei weitere Servicezentren von PG L befinden sich in den USA und Australien, „um die Zeitzonen besser abzudecken“, sagt Rosch. Die REC sind untereinander vernetzt und ihre Telefonzentralen rund um die Uhr erreichbar. Kommuniziert wird nicht nur in Deutsch und



Weltweiter Service: Die Karte zeigt einzelne Kraftwerke (rot) oder Kraftwerksverbände (blau), die vom Siemens Remote Expert Center in Karlsruhe (rechts) betreut werden.

Englisch, sondern auch in vielen anderen Sprachen, etwa Spanisch oder Russisch. In Karlsruhe sind die Experten auf Probleme mit der Leittechnik spezialisiert, weil dort deren Entwicklung und Design stattfindet. „So können wir jederzeit die Entwicklungsabteilung in die Problemlösung miteinbeziehen. Wir müssen dazu nur ins Großraumbüro gegenüber gehen“, sagt der Produktmanager.

Online-Diagnose von Turbinen. Jenseits des Atlantiks, in Orlando, USA, beschäftigen sich die Mitarbeiter des Power Diagnostics Center (PDC) von PG nicht mit dem „Gehirn“ der Anlage, also der Leittechnik, sondern mit den „Muskeln“, sprich den Turbinen. Mit einem weiteren Zentrum in Deutschland überwachen etwa 40 Mitarbeiter die Anlagen von Kunden mit langfristigen Wartungsverträgen. Dabei geht es vor allem um den Zustand der Gasturbinen, also der Schaufeln, Brennkammern und Lager,

Die Fernwartungsspezialisten können jederzeit die Entwickler der Leittechnik mit einbeziehen, da diese im Büro nebeneinander arbeiten.

sowie um das Temperatur-, Druck- oder Schwingungsverhalten und damit um die Einschätzung des Leistungsvermögens. „Die Fernüberwachung hilft, Unregelmäßigkeiten frühzeitig zu erkennen und ermöglicht damit eine kostengünstige Reparatur, vorzugsweise in den langfristig sowieso geplanten Wartungsperioden. Sie kann einen ungeplanten Anlagenstillstand verkürzen oder ganz verhindern. Ein Ausfall trifft die Betreiber empfindlich, bedeutet er doch in der Regel einen Umsatzverlust

meisten Betreiber ISDN-Modems, denn nach der Diagnose und Fehlerbehebung können sie selbst die Verbindung physikalisch trennen.

1000 Parameter pro Diagnose. „Bei uns in Orlando werden täglich Datenmengen im Gigabyte-Bereich gespeichert“, berichtet der Maschinenbau-Ingenieur. Angesichts der Komplexität der Anlage und der Menge an Sensoren ist dies nicht verwunderlich. So werden bei einer Gasturbinenanlage 400 bis 500 Pro-

zessgrößen zur Diagnose herangezogen, bei einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerk sind es sogar über 1000 Parameter.

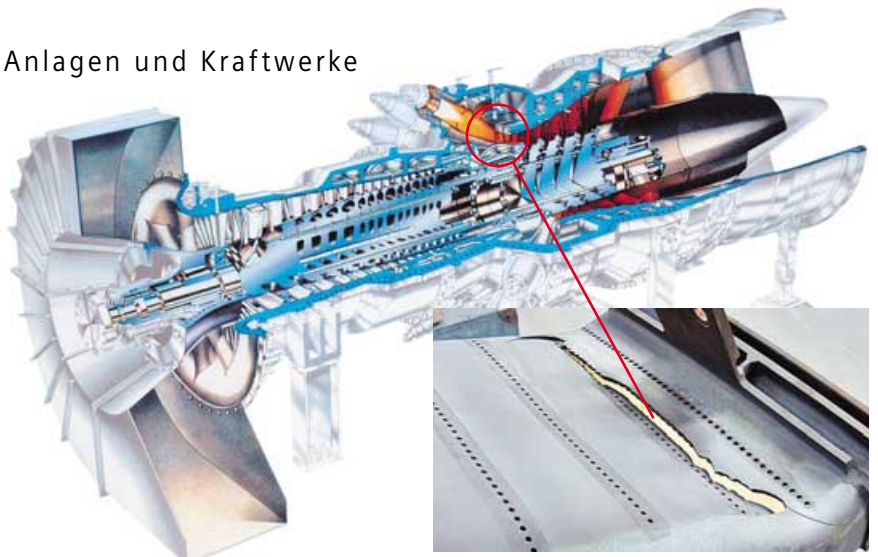
Bevor die Experten die Rohdaten analysieren, werden diese mit Virenschaltern überprüft. Sind sie „sauber“, übernimmt ein Computerprogramm namens PowerMonitor, das in enger Zusammenarbeit mit Siemens Corporate Research in Princeton, USA, entwickelt wurde, die automatische Auswertung. Dabei handelt es sich um ein selbst lernendes Diagnosesystem, das während einer kurzen Trainingsperiode alle verfügbaren Messwerte analysiert, um festzustellen, welche Abhängigkeiten zwischen den physikalischen Parametern bestehen. Jedem Messwert wird dann mit Hilfe von neuronalen Algorithmen ein Erwartungswert gegenübergestellt. Wenn die aktuellen Daten beginnen, von den berechneten abzuweichen, meldet das System automatisch Alarm. Bei der anschließenden Störungssuche werden die



Ingenieure wiederum von einem Software-basierten Expertensystem unterstützt.

Derzeit bestehen langfristige Service-Verträge für weltweit 80 Kraftwerke. Mehr als 180 Gasturbinen werden kontinuierlich überwacht. „Die Fernüberwachung lohnt sich für die Kunden“, sagt Brummel. „Aber auch für uns“, fügt er hinzu. Weil die Aufwendungen für Gewährleistungen aufgrund der rechtzeitigen Diagnose deutlich geringer ausfielen, sparte Siemens zwischen 2001 bis 2004 einen zweistelligen Millionen-Dollar-Betrag. Die Einsparungen auf Kundenseite fallen noch höher aus.

Doch nicht nur die Kunden von PG profitieren vom Teleservice. Andere Bereiche wie



Rechtzeitige Alarmierung: Fachleute des Power Diagnostics Center in Orlando (links) entdeckten über 5.000 Kilometer Entfernung einen Riss in einem Gasturbinenteil (rechts) und konnten die Betreiber benachrichtigen, bevor es zu größeren Schäden kam.

Automation and Drives, Logistics and Assembly Systems, Building Technologies oder Communications sehen in den Dienstleistungen aus der Ferne ebenfalls hohes Potenzial. Daher haben sie die Remote-Services-Initiative ins Leben gerufen. Ein Ziel ist es, eine Plattform mit gemeinsamen Applikationen zu entwickeln – etwa für die Verwaltung von Kundendaten, das Abfragen von Daten via

Internet oder das Auslesen von Fehlerprotokollen. Sie soll in einem gemeinsam genutzten Service-Zentrum installiert werden und so gestaltet sein, dass Mitarbeiter und Kunden übers Internet darauf zugreifen können. Als Grundlage dient eine Plattform, die Siemens Medical Solutions für seine Dienstleistungen entwickelt hat und erfolgreich betreibt. Ein erster Prototyp befindet sich in der Testphase.

Darüber hinaus will die Initiative bestehende und künftige Siemens-Produkte mit einheitlichen Schnittstellen versehen, um sie Teleservice-fähig zu machen. „Für die Zukunft kann ich mir auch eine Prozessoptimierung aus der Ferne vorstellen, etwa um den Wirkungsgrad eines Kraftwerks oder die Produktionsgüte eines Walzwerks zu erhöhen oder den Anlagenzustand vorherzusagen“, sagt Hans-Jürgen Sauer, einer der Koordinatoren der Arbeitsgruppe.

Einen wichtigen Schritt zur Erfassung des Anlagenzustands haben Wissenschaftler von Corporate Technology in München gemacht: Mit dem Programm PG AID lässt sich sowohl eine Maschinen- als auch eine Prozessdiagnose durchführen. PG AID nutzt vorhandene Daten aus dem Leitsystem, um mit neuronalen Netzen Zusammenhänge zwischen einzelnen Messgrößen zu ermitteln und zu berechnen, ob die Anlage vom Normalzustand abweicht. Konzipiert wurde PG AID für den Leitstand, die Software lässt sich aber auch für eine Ferndiagnose konfigurieren. Nun sind die Forscher dabei, einen Prototyp in einer Pilotanlage zu testen.

In Karlsruhe hat Andreas Dobbartin mittlerweile seinen Fall abgeschlossen und die Verbindung zu Vales Point gekappt – genau im Zeitplan, sagt er: „Unsere Kunden können sich darauf verlassen, dass die Fehlerbeseitigung durchschnittlich nicht mehr als 90 Minuten dauert und ihre Anlage dann wieder voll funktionsfähig ist.“ ■ *Evdoxia Tsakiridou*

ADRESSEN LESEN AUS DER FERNE



Fast jeder zweite Brief in Österreich läuft hier durch: Im Briefverteilzentrum in Wien werden bis zu fünf Millionen Sendungen pro Tag bearbeitet – weitgehend automatisiert. Die Briefe sausen zunächst durch eine Sortiermaschine, dabei wird ein digitales Bild erstellt, und ein System zur optischen Zeichenerkennung liest die Empfängeradresse. Damit erreicht man eine Leserate von 80 bis 90 Prozent. Erkennt das System eine Adresse nicht, muss ein Postmitarbeiter – ein „Videocodierer“ – in

einer zeitaufwändigen Prozedur die Aufnahme entziffern und die Daten eintippen. Dann wird auf den Brief ein Barcode aufgedruckt. Doch in Zukunft könnte dies deutlich schneller gehen: Siemens Logistics & Assembly Systems (L&A) hat ein Fernlese-System entwickelt, das die Leserate verbessert und das Internet zur Kommunikation nutzt. Seit Mitte 2004 läuft ein Pilotprojekt mit dem Wiener Sortierzentrum. Nicht erkannte Adressen werden als verschlüsselte Bilddateien via Internet zum Lese- und Codierzentrum ins 700 Kilometer entfernte Konstanz geleitet. Dort werden sie, während der Brief in Wien noch durch die Förderbänder saust, automatisch entziffert und das Ergebnis wieder zurückgesandt. Die Verarbeitungsrate ist enorm: Das System benötigt meist unter zwei Sekunden. Mit einer Bandbreite von zwei Mbit/s lassen sich 57.600 Sendungen pro Stunde identifizieren. Später soll sie sich auf 24 Mbit/s erhöhen – entsprechend 690.000 Briefen. Abgerechnet wird pro erkannter Adresse. Der Vorteil für die Kunden: Sie nutzen ein modernes Lesesystem und müssen dafür keine Investitionen tätigen oder Personal vorhalten.