

PRAXISBERICHT



Digitalisierung Energie

In Kooperation mit:

SIEMENS

Herausgegeben von:

 IDG
BUSINESS
MEDIA GMBH



DIE KUNST DER VORAUSSCHAUENDEN WARTUNG

Weniger Stillstand, mehr Energie

Wartungstechniker moderner Kraftwerke blicken in die Zukunft: Sie lösen Probleme, bevor sie auftreten. Grundlage hierfür ist die Sammlung und Analyse großer Datenbestände – selbst von Kraftwerken, die auf anderen Kontinenten Energie erzeugen.

GLOBALISIERUNG GEHT HEUTE SO: Das Kraftwerk steht in Afrika an der Atlantikküste, die Diagnose-Experten sitzen in Mülheim an der Ruhr. Zwischen den Welten verläuft ein Kabel, über das täglich bis zu 100.000 Messdaten Richtung Norden fließen: Sensordaten aus der Anlage Tahaddart in Marokko. Ihr Ziel ist ein Siemens-Bürogebäude in Mülheim an der Ruhr, wo sie gespeichert, aufbereitet und analysiert werden. Hier sitzen Experten wie Stefan Pernau, die aus großen Datenmengen wichtige Erkenntnisse ableiten: „Wir zielen darauf ab, sich anbahnende Probleme in der Anlage möglichst frühzeitig zu erkennen und rechtzeitig Maßnahmen einzuleiten, um größere Schäden oder Ausfälle zu vermeiden.“

„Ein Leben ohne Strom ist heutzutage schwer vorstellbar“, sagt José Luis Pastor, CEO von Energy Electric of Tahaddart. „Die Zuverlässigkeit des Kraftwerks ist für uns also das Entscheidende: Wir müssen flexibel sein und wir müssen schnell auf den Bedarf des Landes reagieren.“ In diesem Sinne wäre der „schlimmste Fall“, so Pernau, ein ungeplanter Stillstand des Kraftwerks Tahaddart, das bis zu zehn Prozent des marokkanischen Strombedarfs deckt. Tahaddarts Gas- und Dampfturbinen laufen mit einer Auslastung von 100 Prozent, die Zuverlässigkeit lag zuletzt bei 99,9 Prozent. Ausfallzeiten sind definitiv kritisch, denn der Ausfall der Stromerzeugung muss kompensiert werden – diese Ersatzmaßnahmen sind mit hohen Kosten verbunden.

PROAKTIVE ANLAGENWARTUNG

„Predictive Maintenance“ – die vorausschauende Wartung – ist das Geheimnis hinter der hohen Zuverlässigkeit von Tahaddart. Deren Grundlage bilden die Datenströme der Anlagensensoren, die zusammengeführt, gespeichert und automatisiert übertragen werden. Ihr Ziel ist das „Power Diagnostics Center“ von Siemens in Mülheim an der Ruhr, dessen Leistungen Kraftwerksbetreibern als Service angeboten werden. Stefan Pernau ist hier Gruppenleiter, und seine Mitarbeiter analysieren

„Es gibt nicht nur eine Nadel im Heuhaufen, sondern viele verschiedene, die sich auch noch gegenseitig beeinflussen.“

*Stefan Pernau,
Gruppenleiter
Power Diagnostics*



das Betriebsverhalten der Komponenten, um eine hohe Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu gewährleisten. „Dafür fokussieren wir uns proaktiv auf Details, die der Kunde nicht selbst sehen kann“, sagt Pernau. „Ziel ist es, ihm möglichst frühzeitig mitteilen zu können, dass sich etwas verändert hat – im besten Fall bevor ein Problem auftritt und somit Zeit zum Reagieren bleibt.“

AUSFALLZEITEN GEHEN DEUTLICH ZURÜCK

Zwar überwachen auch die Experten vor Ort ihre Anlagen, doch können sie nicht jedes technische Detail erfassen, übergeordnete Zusammenhänge erkennen und entsprechende Korrekturen einleiten. Ihr Auftrag ist vergleichbar mit einer medizinischen Intensivstation, auf der die Vitalparameter der Patienten kontinuierlich überwacht werden: Wird ein Schwellwert überschritten, schlagen die Monitore Alarm. Pernaus Team hingegen kann die Messdaten vieler Anlagen sehen, Korrelatio-

nen herstellen und verhindern, dass der Alarm überhaupt ausgelöst wird. Mit Folgen: So schätzt das US-Energieministerium laut „Spiegel“, dass sich Ausfallzeiten von Industrieanlagen durch Predictive Maintenance um 35 bis 40 Prozent reduzieren lassen können.

Von Tahaddart fließen wesentliche Betriebsparameter aus der Leittechnik nach Mülheim. Darunter fallen beispielsweise Drücke und Temperaturen aller Komponenten, Durchflüsse, Schwingungen, Verbrennungsparameter wie Frequenzen, Beschleunigungswerte, Emissions-

werte, sowie Umgebungsparameter wie Luftfeuchte, Luftdruck und Temperatur. „Wichtig sind zudem die Statusmeldungen“, erklärt Pernau. „Also beispielsweise Meldungen über Ein, Aus, Auf und Zu.“ Bei Ventilen und anderen Armaturen kommen noch die Dauer des Schließprozesses sowie der genaue Zeitpunkt hinzu.

GUT ALLEIN IST NICHT GUT GENUG

Die Daten werden anschließend mit eigenentwickelten Programmen bearbeitet, um Trends und Muster zu erkennen. Beim täglichen Blick auf ein fluktuierendes Temperatursignal eines Lagers fällt eine Veränderung vielleicht nicht auf, wenn sie sich unterhalb der Warngrenze abspielt – der minimale Anstieg über Wochen hingegen bleibt der Software zur trendbasierten Auswertung nicht verborgen. „Wir bekommen dann eine Meldung und können gezielt analysieren“, berichtet Pernau aus der Praxis. Zwar laufe das Kraftwerk immer noch objektiv gut, jedoch mit leicht negativer Tendenz:

„Es reicht bei den heutigen Anforderungen einfach nicht mehr aus, nur den Schutzwert der Maschine nachzubilden.“ Das Geheimnis für den Erfolg liegt in den Grautönen zwischen Schwarz und Weiß.

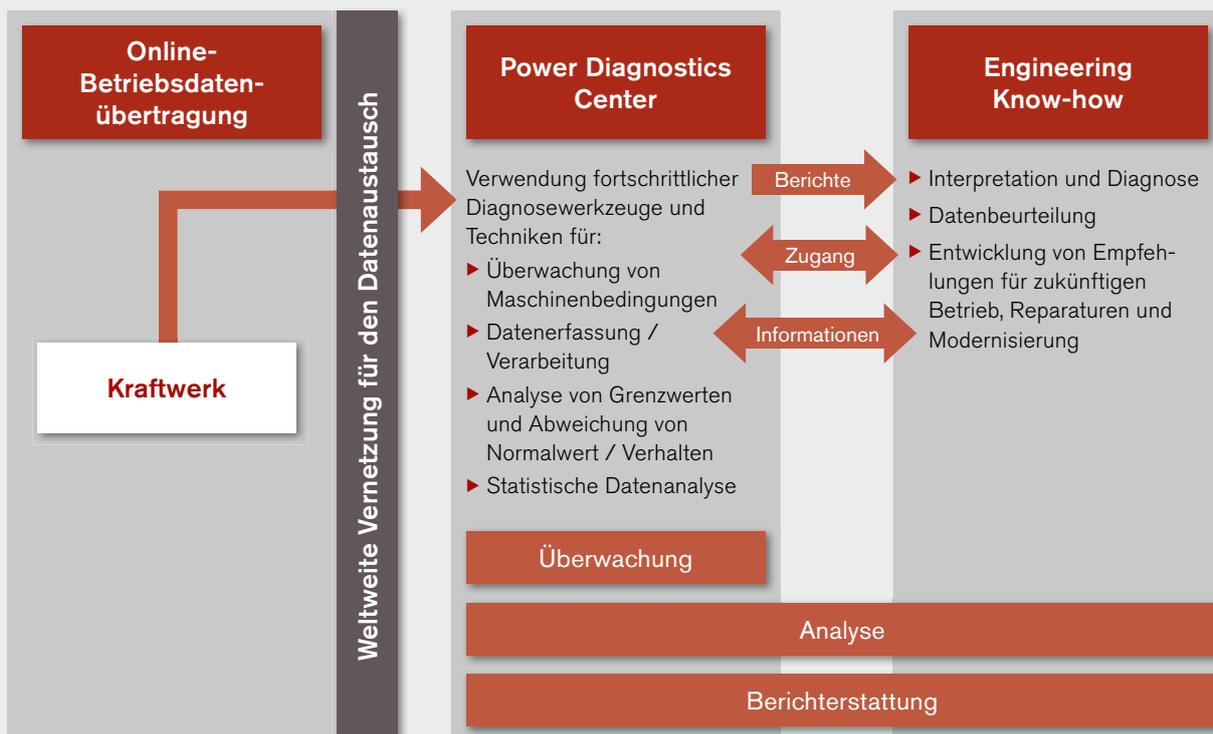
STILLSTÄNDE EFFIZIENT PLANEN

Als Beispiel führt Pernau die Flammenüberwachung in der Brennkammer einer Gasturbine an. Während des Betriebs dieser Messung führt ein Ausfall unmittelbar zu einem Stillstand, denn es kann unverbrannter Brennstoff in die Maschine sowie die nachgeschalteten Komponenten gelangen und im schlimmsten Fall einen Schaden verursachen. Der Techniker vor Ort hat als Hilfsmittel eine Anzeige, mit der er die Funktion der Flammenüberwachung kontrollieren kann. Eine schleichende, sich über einen längeren Zeitraum anbahnende Veränderung, könne der Kollege aber nur schwer erkennen, argumentiert Siemens-Experte Pernau. Durch die kontinuierliche automatisierte Diagnose der Flammenwächter sei es möglich, auch minimale Veränderungen zu detektieren und somit einen ungeplanten

Ausfall zu verhindern. Der betroffene Flammenwächter kann dann während eines geplanten Stillstands rechtzeitig getauscht werden, sagt Pernau: „Somit ist sichergestellt, dass die Anlage effizient gewartet wird und hochverfügbar arbeitet.“

Während bei den Trends einzelne Parameter im Fokus stehen, kommen bei der Mustererkennung im Daten-Pool noch andere Faktoren ins Spiel. „Wir prüfen“, so Pernau, „ob weitere Messwerte auffällig sind, die zum Beispiel zum Anstieg einer Temperatur beitragen könnten.“ So seien früher immer mal wieder bestimmte Drehzahlsensoren ausgefallen, was sich nach Analysen der Daten auf unerwartete und unzulässig hohe Betriebstemperaturen zurückführen ließ. Eine Optimierung der Betriebstemperaturen konnte nicht erreicht werden. Als Lösung wurde daraufhin – in enger Zusammenarbeit mit den Experten – der Einbau einer angepassten Version von Drehzahlsensoren empfohlen. Mit Umsetzung dieser Maßnahme ließ sich dieser Bereich optimieren und die Verfügbarkeit der betroffenen Anlagen nachhaltig verbessern.

POWER DIAGNOSTICS SERVICES – Betriebsdatenanalyse von Kraftwerken



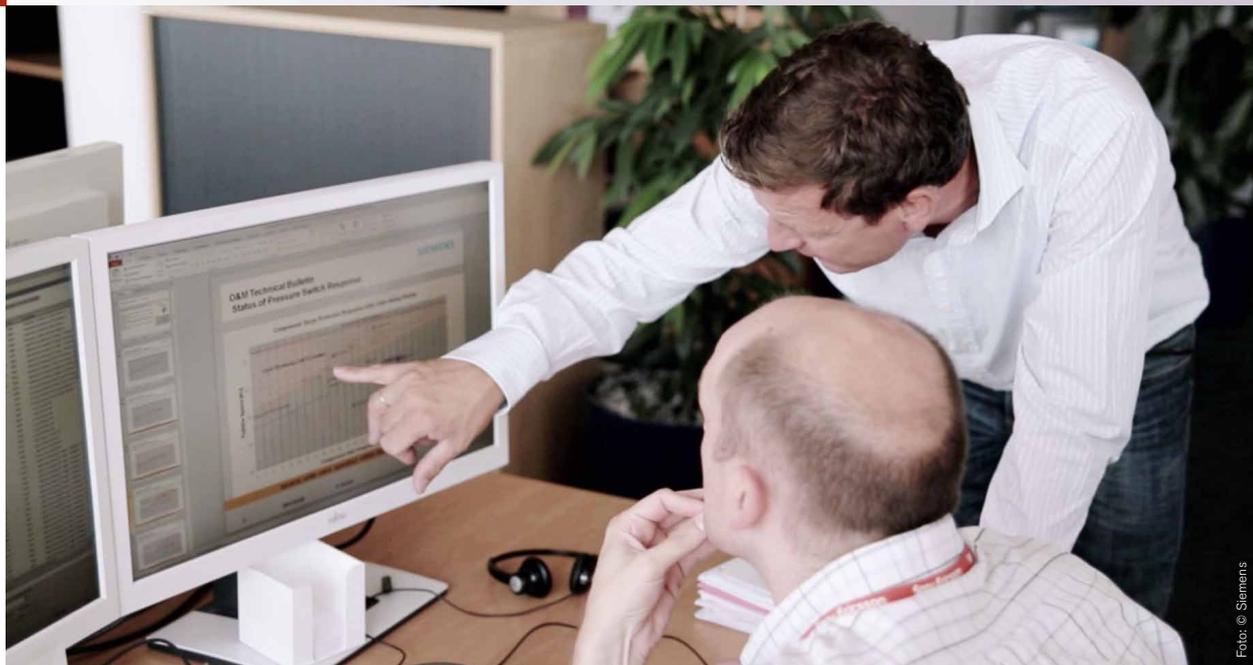


Foto: © Siemens

TOOLS ZUR MUSTERERKENNUNG

Ein weiterer Vorteil der Datenanalyse ist der Vergleich eines Maschinentyps mit der „Norm“, in diesem Fall anderen baugleichen Anlagen. So werden die Turbinen zum Beispiel regelmäßig gewaschen, damit der Wirkungsgrad hoch bleibt. Den Reinigungserfolg kann der „Operator“ jedoch nur bedingt kontrollieren: „Durch einen Vergleich mit früheren Wäschen und den Waschergebnissen baugleicher Maschinen erkennen wir, wie gut der Reinigungsgrad ist oder ob eventuell Probleme mit der Reinigungsanlage auftreten.“ Die zentralen Werkzeuge, um Trends und Muster zu erkennen, werden inhouse bei Siemens entwickelt: „Es geht schneller, wenn wir selbst programmieren, denn die Tools müssen permanent weiterentwickelt und gepflegt werden“, argumentiert Pernau. Zudem seien die internen Entwickler wichtig für den Support, denn sie könnten Fehler und Optimierungen schnellstmöglich bearbeiten.

PREDICTIVE MAINTENANCE IST GLOBAL

Alle Kraftwerke, die den Service der Fernüberwachung nutzen, sind über die „Common Remote Service Plattform“ von Siemens, ein gesichertes Netz mit End-to-End-Verschlüsselung, an eines der beiden „Power Diagnostics Center“ angebunden. Seine erste Kontrollstation hatte der Konzern Anfang der 80er Jahre in Orlando, Florida, eröffnet, Mülheim, in Deutschland, kam später hinzu. Beide Standorte teilen sich die Fernwartung der weltweit rund 600 überwachten Gas- und Dampfturbi-

neneinheiten: Orlando betreut die Kraftwerke in Nord-, Süd- und Mittelamerika, Mülheim überwacht die Anlagen in Europa, Asien, Afrika und Australien. Dabei fahren die Daten auf einer Einbahnstraße – eingreifen und die Steuerung der Kraftwerke übernehmen können die Diagnoseexperten aus der Ferne nicht.

AUS BIG DATA SMART DATA MACHEN

Die Kunst bei der vorausschauenden Wartung sei es, so Pernau, die relevanten Daten vom Grundrauschen zu trennen – also aus Big Data tatsächlich Smart Data zu machen. Kein leichter Schritt, denn überraschende Ereignisse bei Daten ohne offensichtlichen Einfluss würden diese umgehend in relevante Daten verwandeln. Das Problem: „Es gibt nicht nur eine Nadel im Heuhaufen, sondern viele verschiedene, die sich auch noch gegenseitig beeinflussen.“ Und der Heuhaufen ist groß – täglich kommen derzeit mehrere GB an Daten in Mülheim an, pro Jahr übersteigt die Datenmenge schnell die TB-Schwelle, Tendenz steigend.

Manuell lässt sich die Vielzahl der Informationen in angemessener Zeit ohnehin nicht verarbeiten. Daher sind intelligente Analyseprogramme nötig, um beispielsweise mithilfe von selbstlernenden neuronalen Netzen Abweichungen in den Messdaten zu erkennen. Dies ist der Schlüssel zum Erfolg – und folglich auch im Energiesektor ein entscheidender Wettbewerbsfaktor, argumentiert Diagnoseexperte Pernau: „Je intelligenter eine Auswertelogik ist, desto mehr Nadeln werden sie finden.“