

Messe Stuttgart  
Mitten im Markt



**IN.STAND**  
Die Messe für Instandhaltung  
und Services

**18.-19.10.2022**  
Messe Stuttgart

[www.in-stand.de](http://www.in-stand.de) #instand22



Wie intelligente Schrauben zukünftig  
Maschinen und Anlagen sichern. Seite 20

### TOP NEWS

Loyalität steigern mit Servicewissen  
Über die Bedeutung und Umsetzung  
des Aftersales-Service Seite 07

Instandsetzung eines Staubeckens  
Hauptrevision im größten Pump-  
speicherkraftwerk in NRW Seite 14

Kompressoren mit Lebensakte  
Almig setzt auf digitales Asset  
Relationship Management Seite 21

Lagerschmierung auf die clevere Art  
Neues System vereint das Beste aus  
beiden Welten Seite 23

### THEMEN

Nachrichten	02
Antriebs- & Steuerungstechnik	23
Arbeitssicherheit	13
Condition Monitoring Mess- & Überwachungstechnik	17
Drucklufttechnik	21
Energie-Effizienz	25
Facility Management	14
Fertigungstechnik	24
Industrieservice	04
Management & Technologie	07
Reinigung	15
Wartungs- & Werkstattbedarf	27
Zulieferteile	29
Messen & Events	32
Impressum	30



Bildmontage: Ashraf Chemban und ALLES, beide von Pixabay

Die Datenerfassung mittels fortschrittlicher Techniken kann sowohl die Inspektionssysteme revolutionieren als auch in der gesamten Organisation einen Mehrwert schaffen.

## Fehlersuche mit Drohnen und KI

**Netze BW GmbH ist der größte Verteilnetzbetreiber (VNB) in Baden-Württemberg und für die dortigen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze zuständig. Die Stromleitungen erstrecken sich über 100.000 Kilometer. Diese zu überwachen, zu inspizieren und zu warten gehört zu den größten Herausforderungen. Seit Kurzem kommen hierfür Drohnen und KI zum Einsatz.**

Es ist offensichtlich: Ohne eine strenge Überwachung der Anlagen kann Netze BW keine stabile und sichere Stromversorgung der Kunden gewährleisten. Allerdings ist eine detaillierte Inspektion in einem so großen, uneinheitlichen Gebiet ressourcenintensiv und die Notwendigkeit der Kontrolle steht in einem ständigen Spannungsverhältnis zu den Betriebskosten.

Die traditionelle Herangehensweise an Inspektionen besteht darin, Teams von Ingenieuren einzusetzen, die die Anlagen manuell inspizieren, durch das Land reisen und Versorgungsmasten erklimmen – eine nicht ungefährliche Arbeit. Dieses Verfahren war zwar teuer, aber praktikabel.

Doch die Landschaft für Verteilnetzbetreiber (VNB) ändert sich rasch unter anderem durch die erneuerbaren Energien. Dadurch werden immer mehr kleine bis mittelgroße dezentrale Energieerzeugungsanlagen an das Stromnetz angeschlossen. Das stellt wiederum die klassische Topografie des Netzes auf den Kopf: Traditionellerweise war die Stromerzeugung nämlich fast ausschließlich zentralisiert und an das Hoch-



„Die Tage der langen Planungshorizonte sind vorbei, wir müssen immer schneller auf Veränderungen im Netz und bei den angeschlossenen Verbrauchern reagieren können“, betont Mario Gnädig, Projektleiter bei Netze BW, und verweist auf die Bedeutung der KI in diesem Zusammenhang. „Wir werden den Hype hinter uns lassen und sie so selbstverständlich wie einen Taschenrechner oder Bleistift benutzen.“ Bild: Netze BW

spannungsnetz angeschlossen, das dann den Strom zu den verschiedenen Verteilungsnetzen transportierte.

Nun sehen sich Verteilnetzbetreiber mit einer wachsenden Anzahl von Solarstromanlagen, kleinen Windturbinen oder Ladegeräten für Elektroautos konfrontiert – sie können das Stromnetz zusätzlich belasten und die Notwendigkeit einer detaillierten und weitreichenden Inspektion erhöhen. Zum anderen streben die Verteilnetzbetreiber selbst auch eine Digitalisierung und Dezentralisierung an. Das soll eine bessere und schnellere faktenbasierte Entscheidungsfindung als Reaktion auf das neue Betriebsumfeld ermöglichen.

Mario Gnädig, Projektleiter bei Netze BW, beschreibt die Herausforderung: „Wir erleben einen radikalen Wandel im Verteilnetz, der zu einem großen Teil auf die Energiewende zurückzuführen ist. Die Zeiten der langen Planungshorizonte sind vorbei. Wir müssen immer schneller auf Veränderungen im Netz und bei den angeschlossenen Verbrauchern reagieren können.“

Weiter auf Seite 10

Die EAM-Plattform von Ultimo hilft Ihnen, die Kommunikation zwischen Instandhaltung, HSE und Betrieb/Operations zu verbessern. Steigern Sie die Effizienz, senken Sie Ihre Kosten und gewinnen Sie eine bessere Kontrolle über Ihre KPIs.

Besuchen Sie [ultimo.com](http://ultimo.com) für weitere Informationen und fordern Sie eine Demo an.

SEE VITAL SIGNS.  
TAKE VITAL ACTION.

**ULTIMO**

## Fortsetzung von Seite 1

Gnädig ergänzt: „Das ist nicht nur eine technische Herausforderung, sondern revolutioniert auch die Arbeitsweise der Mitarbeiter grundlegend.“ Wie diese Revolution aussieht, zeigt ein Pilotprojekt mit Sharper Shape, das Netze BW im Sommer 2020 Jahres startete. Sharper Shape verfolgt dabei einen Digital-First-Ansatz bei der Inspektion von Anlagen und verspricht, die Effizienz der Inspektion erheblich zu verbessern und zu den umfassenderen Digitalisierungsplänen des Verteilnetzbetreibers beizutragen.

Der erste Schritt war die Inspektion der Anlage aus der Luft mithilfe von Drohnen, die mit hochauflösenden Kameras bestückt waren. Mit der Drohnenfotografie ist es viel schneller möglich, Informationen über einen bestimmten Mast zu erfassen, als wenn ein Mensch ihn besteigen muss. Zudem reduziert sich das Risiko für die Mitarbeiter, da sie am Boden bleiben können und die Inspektionen an zuvor unzugänglichen Stellen erleichtert wird.

Mario Gnädig war schnell überzeugt: „Wir waren beeindruckt davon, wie einfach es war, mit der Drohnen-Flugplanungssoftware eine Drohne weitgehend unabhängig um die Hochspannungsmasten herumfliegen und automatisch Bilder der Masten erzeugen und visualisieren zu lassen, ohne umfassende Kenntnisse des Piloten.“ Allein durch die Einführung der Drohnen-gestützten Datenerfassung konnten die Inspektionsteams in einem bestimmten Zeitrahmen viel mehr vom Netz abdecken, was ihre Arbeitsbelastung erheblich verringerte.

Der größte Teil des Wertes im System von Sharper Shape lag jedoch in der Softwareplattform Sharper CORE, die zur Analyse der erfassten Daten verwendet wurde. Das System nimmt die Daten der Drohne automatisch auf und wendet Algorithmen der künstlichen Intelligenz (KI) und des maschinellen Lernens an, um die Wartung und künftige Inspektionen zu planen und zu priorisieren. Das hilft, die Ressourcen so effizient wie möglich zu nutzen, und unterstützt die Digitalisierungsbemühungen der Netze BW, indem die Daten im gesamten Netzwerk standardisiert werden.

Die Software ermöglicht außerdem eine einfache Navigation zwischen den Inspektionsobjekten. Die Daten wurden dabei so formatiert, dass sie in Zukunft leicht mit anderen Abteilungen innerhalb des Verteilnetzbetreibers geteilt werden können.

Mario Gnädig sieht den Wert des Ansatzes auch in der Ausweitung auf das gesamte Netz von Netze BW: „Ein unternehmensweiter Rollout würde höhere Sicherheitsstandards in unserem Betrieb sowie ein hohes Maß an Standardisierung der Dokumentation und Datenqualität bedeuten – etwas, das in unseren verschiedenen Netzregionen bisher schwierig war. Darüber hinaus würde die verbesserte Datenverfügbarkeit



Anfang 2020 hat die Stuttgart Netze gemeinsam mit den Partnern Smight und Omega-Lambda-Tec ein Projekt gestartet, mit dem der Netzbetreiber mehr über die Gründe für Stromausfälle herausfinden und sein Netz besser überwachen will. Nun liegen erste konkrete Ergebnisse aus dem zweiten Projektteil mit dem Fokus auf das Thema Künstliche Intelligenz (KI) vor. Dabei zeigt sich, dass durch gezieltes Training eines Algorithmus erstmals defekte Kabel gezielt detektiert werden konnten. Bild: Stuttgart Netze GmbH

komplexere Analyse Themen wie dynamische Inspektionsintervalle, Fehlerabhängigkeiten von anderen Parametern wie beispielsweise Wetter und eine bessere Informationslage der Mitarbeiter an jedem Standort ermöglichen.“

### Defekte Kabel einfacher finden

Um Kabel und eventuelle Fehler beziehungsweise wie man diese finden kann, geht es aber nicht nur bei Hoch- und Mittelspannungsnetzen, sondern auch bei Niederspannungsnetzen.

Die meisten privaten Gebäude und kleineren Gewerbe werden im Niederspannungsnetz (400 Volt) über Umspannstationen und Kabelverteilerschränke versorgt. Dafür verantwortlich ist hier die Stuttgart Netze GmbH. In der Stadt zeichnet sich diese Spannungsebene unter anderem dadurch aus, dass ein Verbraucher fast immer von zwei Seiten mit Strom versorgt werden kann. Fällt ein Kabel beispielsweise aufgrund einer Störung aus, bekommt der Kunde davon nichts mit. In diesem Fall spricht man von einer „vermaschten Netzstruktur“.

Was dem Verbraucher Vorteile bringt, ist für die Stuttgart Netze jedoch eine große Herausforderung. Schließlich kann ein Kabel eine Störung haben, die Kunden werden aber dennoch weiter mit Strom versorgt. Defekte Kabel bleiben so möglicherweise lange unentdeckt. Wenn dann noch die jetzt stärker belastete zweite Zuleitung ausfällt, sitzt gleich eine Vielzahl an Kunden im Dunkeln. Für den Stromnetzbetreiber sind in diesem Fall sowohl die Fehlersuche als auch die Wiederversorgung enorm zeit- und arbeitsaufwendig.

Genau um dieses Thema geht es in einem Projekt, das die Stuttgart Netze gemeinsam mit Omega-LambdaTec, einem Dienstleister für Datenanalysen, im Stuttgarter Stadtteil Bergheim (Weilimdorf) durchführt. In einem klassischen Wohngebiet hat der Netzbetreiber in mehrere Kabelverteilerschränke und Umspannstationen Messtechnik der EnBW-Tochter „Smight“ eingebaut. Die Sensoren messen, wie viel Strom (in Ampere) über die einzelnen Kabel läuft. Dabei

kommen aber nicht alle Stromleitungen „unter die Lupe“: lediglich an 20 von 170 möglichen Punkten wurde Messtechnik eingebaut. „Damit finden wir defekte Kabel mit einer Wahrscheinlichkeit von 80 Prozent. Das ist aus Kosten-Nutzen-Sicht ein hervorragender Wert“, berichtet Christian Körner, Leiter Anlagenmanagement der Stuttgart Netze.

Mithilfe eines Algorithmus werden die Messdaten kontinuierlich online erfasst und verarbeitet. Die Stuttgart Netze will damit herausfinden, ob einzelne Kabel aufgrund eines Fehlers im Stromnetz anders als üblich belastet werden. Deshalb werden insbesondere die Messwerte nachts zwischen 0 und 5 Uhr betrachtet, da die Belastung des Stromnetzes dann geringer ist und somit die Sensitivität erhöht werden kann.

Die Messdaten werden dabei automatisiert per Gateway und UMTS auf einen Server hochgeladen, auf den die Stuttgart Netze über ein Webportal zugreifen kann. Dort sind dann für jeden Messpunkt umfangreiche Daten verfügbar, die einen genauen Einblick ins örtliche Niederspannungsnetz geben. Anfang 2020 hat die Stuttgart Netze dieses Projekt gestartet. Mittlerweile liegen schon erste konkrete Ergebnisse aus dem zweiten Projektteil vor. Dieser widmet sich dem Thema Künstliche Intelligenz (KI). Und es zeigt sich, dass durch gezieltes Training eines Algorithmus erstmals defekte Kabel gezielt detektiert werden konnten. Die Technik soll daher künftig an weiteren Stellen im Stuttgarter Stromnetz eingesetzt werden.

„Besonders dort, wo wir in den nächsten Jahren größere Veränderungen erwarten – beispielsweise mehr Elektroautos oder erneuerbare Energien –, können wir uns die automatisierten Messungen sehr gut vorstellen“, sagt Arvid Blume, Vorsitzender der Geschäftsführung der Stuttgart Netze. Das System könne helfen, Maßnahmen zum Netzausbau zu priorisieren, schneller auf Störungen reagieren zu können und somit eine dauerhaft hohe Versorgungssicherheit und Kundenzufriedenheit zu gewährleisten. <https://sharpershape.com/> [www.netze-bw.de](http://www.netze-bw.de) [www.stuttgart-netze.de](http://www.stuttgart-netze.de)

FVI<sup>2</sup> DAS NETZWERK

FORUM VISION INSTANDHALTUNG e.V. informiert:

## Leckabdichtung einer Hochdruck-Erdgasleitung

Über ein Fernleitungsnetz von rund 40.000 Kilometern wird Erdgas hierzulande zu den Verbrauchern transportiert – zu privaten Haushalten, Industrieanlagen, aber auch Kraft- und Wärmekraftwerken. Dieses Fernleitungsnetz, das über weite Strecken unterirdisch verläuft, muss ständig „in Schuss“ gehalten werden.

Als Techniker der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, die mit rund 4.300 Kilometer Fernleitungsnetz einer der großen Betreiber Deutschlands ist, bei Wartungsarbeiten im schleswig-holsteinischen Uetersen eine Leckage an einem 6-Zoll-Absperrschieber der Druckstufe PN 70 entdeckten, stand zunächst eine Stilllegung und ein Austausch der lecken Armatur im Raum. Die 30-Zoll-Leitung, an die der Schieber angeschlossen war, konnte allerdings nicht kurzfristig außer Betrieb genommen werden. Somit musste eine andere Lösung gefunden werden.

Diese Lösung kam durch eine Empfehlung des Gasunie-Kunden Schleswig-Holstein Netz in Kiel, der das dortige Strom- und Gasversorgungsnetz betreibt. SH-Netz hatte schon einmal im eigenen Erdgasnetz die Leckabdichtungstechnik von Bardenhagen erfolgreich mit Abdichtungen beauftragt.

Obwohl die Leckabdichtung im laufenden Betrieb vor fast 100 Jahren erfunden wurde und in der Prozessindustrie seit Langem ein Standardverfahren ist, gelten hier andere Regeln: Das Medium Erdgas erfordert besondere Sorgfalt, und vor der Beauftragung und dem Beginn der Vermessung musste ein Gutachter belegen, dass durch die Leckabdichtung keine Veränderung an der Erdgasleitung selbst vorgenommen wurde, sondern dass es sich hier nur um eine temporäre Sicherheitsmaßnahme handeln würde.

Bevor Bardenhagen überhaupt in Aktion treten und die ab-

zudichtende Armatur vermessen konnte, mussten umfangreiche Erdarbeiten erledigt werden, denn die Erdgasleitung, an der der Schieber hing, war in einer Tiefe von rund 2,5 Metern vergraben. Nachdem sie freigelegt worden war, vermaßen zwei Bardenhagen-Techniker den einzuhausenden Bereich.

Dabei stellte sich heraus, dass das zu konstruierende Leckabdichtungsbehältnis größer sein würde als ursprünglich angenommen, denn von der Armatur gingen vier Versorgungsleitungen ab, die vor dem Setzen des Leckabdichtungskoffers gequetscht, dann getrennt und druckdicht verschlossen werden mussten – im Betrieb und unter Druck.

Bevor der Kunde die Freigabe für diese für ihn neue Vorgehensweise geben konnte, mussten unter dem Auge des Gutachters Quetschversuche in der Werkstatt in Horneburg durchgeführt werden. Parallel dazu wurden die bei der Vermessung der Schadstelle gewonnenen Daten genutzt, um mit dem Bardenhagen-Konstruktionsprogramm die Dimensionen des zweiteiligen Leckabdichtungskoffers zu berechnen. Dieser Koffer wurde in Horneburg gefertigt und hatte ein Gewicht von rund 700 Kilogramm.

Diese Einhausung wurde dann per Kran um die undichte Armatur gesetzt, von zwei Technikern verschraubt und der Innenraum mit Bardenhagen-Abdichtcompound verfüllt, um so den weiteren Austritt von Erdgas zu verhindern.

Das Quetschen, die Montage des Koffers und das Einspritzen des Compounds dauerten insgesamt zwei Werktagen. Nachträglich wurde zur Entlastung der Leitung noch ein Betonfundament unter die Einhausung gegossen, bevor die Grube wieder zugeschüttet wurde.

**Gerhard Mukbel**  
Geschäftsführer Bardenhagen  
[www.bardenhagen.de](http://www.bardenhagen.de)



Die Leckabdichtung im laufenden Betrieb wurde vor fast 100 Jahren erfunden und ist in der Prozessindustrie seit Langem ein Standardverfahren. Das Medium Erdgas erfordert allerdings eine besondere Sorgfalt bei der Arbeit. Bild: Bardenhagen