



**Innovative Lösungen
und Betriebsmittel
für das Verteilnetz
der Zukunft**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Abbildung 71: Thermografiemessung am NS-Gerüst

Mit der Energiewende verändern sich die Anforderungen, die an Verteilungsnetze gestellt werden. Um diesen gerecht zu werden, sind kontinuierlich neuartige Komponenten zu installieren, wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren, Längsregler, Mess- und Kommunikationstechnik.

Dem Mehrwert für den Betrieb künftiger Verteilungsnetze steht jedoch die Gefahr gegenüber, dass die Versorgungszuverlässigkeit sinkt. Denn bislang verfügt man über keine Erfahrung mit derartigen Betriebsmitteln in Verteilungsnetzen. Die geänderten Rahmenbedingungen verlangen, konventionelle Instandhaltungsstrategien

anzupassen. Gleichzeitig fordert die Regulierung eine kostengünstige Instandhaltung bei gleichzeitig hoher Versorgungsqualität. Die zustandsbasierte Instandhaltung verspricht eine hohe Zuverlässigkeit des Netzbetriebs bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten, da Instandhaltungsmaßnahmen nur

durchgeführt werden, wenn der individuelle Betriebsmittelzustand dies erfordert. Gleichzeitig stellen Messdaten aus zukünftigen Verteilungsnetzen kontinuierlich Informationen über den aktuellen Netzzustand und die Auslastung der Betriebsmittel bereit. Diese Informationen haben neben betrieblichen Vorteilen auch das Potenzial, einen zusätzlichen Mehrwert für die Zustandsbewertung zu generieren.

Das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen entwickelt im Rahmen des Projekts wissenschaftliche Ansätze, wie die Zustandsbewertung konventioneller und neuartiger Betriebsmittel in zukünftigen Verteilungsnetzen optimiert und dynamische Messdaten eingebunden

werden können.

Als erfahrener Dienstleistungsanbieter rund um den Betrieb und die Instandhaltung elektrischer Netze unterstützt die SAG GmbH die Projektpartner bei der Umsetzung wissenschaftlicher Lösungsansätze für den Netzbetrieb und bringt ihre Erfahrungen aus dem Instandhaltungsbereich ein.

Die STAWAG unterstützt die Entwicklung neuer Ansätze aus Anwendungssicht und stellt ein Pilotgebiet bereit, in dem neue Instandhaltungsstrategien umgesetzt und entsprechende Messdaten aufgenommen sowie Bewertungsprozesse erprobt werden können.

Ziele

Ziel des Verbundvorhabens ist, die Instandhaltung zukünftiger Verteilungsnetze zu optimieren, indem man die Bewertungsverfahren und die Nutzung zukünftig verfügbarer Informationen optimiert.

Konventionelle Bewertungsansätze sollen innerhalb des Projekts weiterentwickelt und innovative Verfahren umgesetzt werden, um die Zustandsbewertung von Betriebsmitteln als Planungsgrundlage für Instandhaltungsmaßnahmen weiterzuentwickeln.

Es wird analysiert, wie Belastungen die Alterung von Betriebsmitteln beeinflussen. Auf Grundlage dieser Analyse wird die Messtechnik für einen Feldversuch ausgewählt und installiert. Installiert werden neben Sensoren weitere zustandsrelevante Elemente als Erweiterung zukünftiger zustandsbewertender Messtechnik.

Informationen aus Messdaten sollen für die Instandhaltungsplanung verdichtet und in die entwickelten Bewertungsverfahren integriert werden.

Des Weiteren wird im Rahmen des Feldversuchs analysiert, ob Prognosen des zukünftigen Anlagenzustands durch die Messdaten verbessert werden können. Abschließend erfolgt ein Benchmark der entwickelten Verfahren. Dafür wird untersucht, welche Vorteile die Einbindung von Messdaten bietet und ob zusätzliche instandhaltungsrelevante Sensoren einen Mehrwert generieren können. Zudem wird geprüft, ob die weiterentwickelten konventionellen und innovativen Bewertungsmethoden Vorteile in der Instandhaltungsplanung bieten.

Arbeiten

Anforderungen an Zustandsbewertungsverfahren

Bewertet wird der technische Anlagenzustand anhand ausgewählter Indikatoren, die bei Inspektionen erfasst und mit einem Zustandsbewertungsverfahren zu einem Zustandswert aggregiert werden. Anforderungen an Indikatoren und Expertensysteme in der Zustandsbewertung sind in Abbildung 72 dargestellt. Geeignete Indikatoren sind solche, die eindeutige Aussagen über den Anlagezustand erlauben. In gleichen Situationen soll der Indikator eindeutig bestimmbar sein. Gerade bei Instandhaltungsprotokollen ist sicherzustellen, dass die Bewertung eines Indikators seitens des Instandhaltungspersonals definierten Regeln folgt und zu gleichen Ergebnissen führt. Diese können z. B. binär sein oder eine definierte Anzahl von Werten annehmen. Des Weiteren muss der Wert des Indikators unter gegebenen Einsatzbedingungen zuverlässig erfasst werden können [Kro11]. Neben der korrekten Funktion der benötigten Messtechnik betrifft dies auch die

Zugänglichkeit von Komponenten. Gemessen an Personalaufwand, notwendiger Messtechnik und Betriebsmittelwert müssen die Werte außerdem angemessen sein.

Indikatoren durch ein Bewertungsverfahren zu aggregieren erfordert Flexibilität im Umgang mit verschiedenen aufgelösten Werten. Neben binären können quantisierte und kontinuierliche Werte vorliegen. Die unterschiedlich skalierten Indikatoren werden zu einem Zustandswert aggregiert. Auch die Aktualität der Informationen kann unterschiedlich sein, da nicht alle Indikatoren gleichzeitig erfasst werden. Der Praxiseinsatz erfordert darüber hinaus Transparenz und Übersichtlichkeit bei der Generierung von Ergebnissen. Eine Zustandsbewertung sollte außerdem die unterschiedliche Aussagekraft von Indikatoren berücksichtigen. Widersprüchliche Hinweise auf Schäden (z. B. von unterschiedlichen Sensoren) sollen dennoch zu einem konsistenten Ergebnis führen. Ähnliche Eingangsdaten sollen zu ähnlichen Zustandswerten führen, sodass sprunghafte

Anstiege des Zustands und vor allem Verbesserungen des Zustandswerts bei Verschlechterung des Wertes eines Indikators nicht auftreten. Expertensysteme erfüllen nicht zwangsläufig alle Anforderungen. Deshalb orientiert sich die Auswahl der Bewertungsmethode an den spezifischen Erfordernissen des Anwendungsfalls.



Abbildung 72: Anforderungen an Zustandsbewertungsverfahren; IFHT

Zustandserfassung im Feld

Als Basis der zustandsbasierten Instandhaltung wird das Produkt iNA, der „Informationsdienst für Netze und Anlagen“, eingesetzt, der eine umfassende Dokumentation des Anlagenzustands mittels Tablet-Computer und Messtechnik für die Zustandsbewertung erlaubt. Die digitale Schnittstelle zu überlagerten Asset-Management-Prozessen ermöglicht es, den Anlagenzustand direkt zu bewerten, um Handlungsentscheidungen abzuleiten. Im Rahmen des Forschungsprojekts wird die iNA-Systematik um die Komponenten von Informations- und Kommunikationstechnik erweitert, um anschließend die Bewertungssystematik noch weiter zu optimieren und zudem geeignete Messverfahren zur Zustandsbewertung intelligenter Betriebsmittel zu integrieren. Gerade für IKT, deren Zustand durch reine Sichtkontrollen schwierig erfasst werden kann, versprechen Diagnoseverfahren einen Mehrwert. Die digitalen Inspektionsprotokolle für Mittelspannungs-Ortsnetzstationen enthalten ca. 70 Protokollpunkte, bei denen jeweils Noten von 1 bis 4 für Inspektionsprotokollpunkte vergeben werden, um den Zustand einer Komponente zu beschreiben. Unterteilt werden die Stationen in ihre sechs Hauptkomponenten „Außenanlage“,

„Innenraum“, „Mittelspannungsschaltanlage“, „Niederspannungsschaltanlage“, „Transformator“ und „Zubehör“. Damit die Erfassung der Zustände möglichst objektiv und transparent erfolgt, wird Schadens- und Bilderkatalog eingesetzt (siehe Abbildung 73 linker Bildschirm). Darüber hinaus kommen einfache und schnelle Messmethoden wie Thermografie, Erdschleifenmessung und Teilentladungsdetektion zum Einsatz. Die Kombination aus objektivierter Zustandserfassung und dem Einsatz von Messtechnik bietet letztlich eine valide Basis für die Entscheidungen in Betrieb und Asset-Management.

Klassische Zustandsbewertungsverfahren

Das ABC-Verfahren teilt die Betriebsmittel in Klassen ein, die eine unterschiedliche Priorität für die Instandhaltung aufweisen. Zur Einteilung wird ein Kriterium verwendet, das die Betriebsmittel aufgrund von Stammdaten, z. B. Alter oder Bauart, oder vorliegenden Schäden kategorisiert (siehe Abbildung_74)



Abbildung 73: Mobile Zustandserfassung mit Tablet-PC; SAG

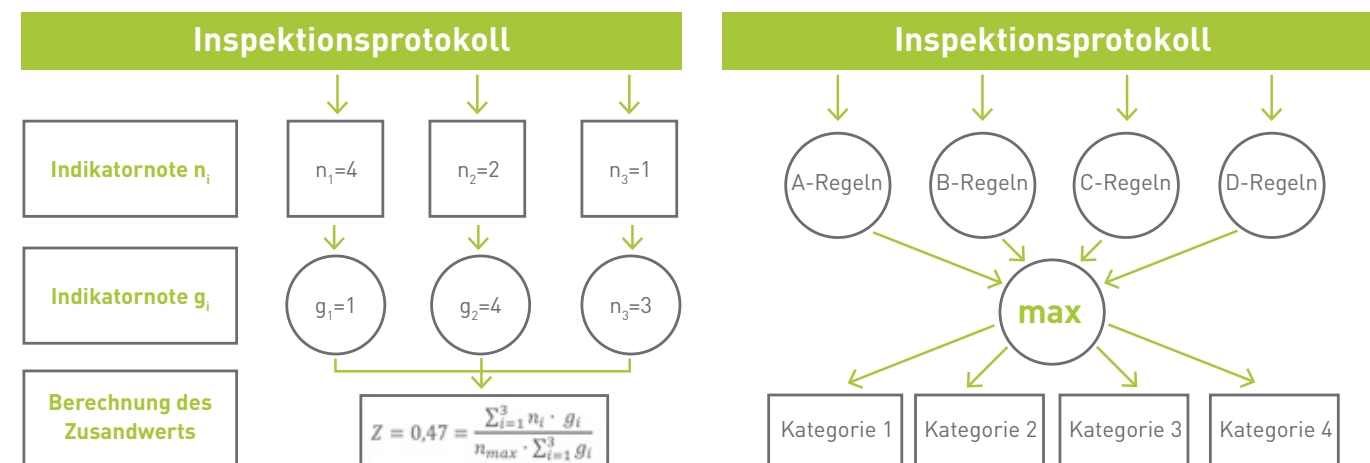


Abbildung 74: Übersicht ABC-Verfahren (links) und gewichtete Summenbildung (rechts); IFHT

Ein alternatives Zustandsbewertungsverfahren ist die gewichtete Summenbildung, bei der Inspektionsprotokollpunkte einzeln bewertet und durch eine gewichtete Summation zu einem Zustandswert aggregiert werden (siehe Abbildung 74 rechts). Gewichtet werden die Indikatoren in der Praxis durch Instandhaltungspersonal, um die unterschiedliche Wichtigkeit der Indikatoren zu berücksichtigen. Da die menschliche Fähigkeit, rationale Urteile bei der Wahl von Alternativen zu treffen, auf eine Anzahl von fünf bis neun Alternativen beschränkt ist, sind Menschen mit der Gewichtung von mehr Indikatoren kognitiv überfordert.

Bei dem ABC-Verfahren wird z. B. die Anzahl betroffener Kunden im Fehlerfall zur Parametrierung des Verfahrens verwendet. Eine Störung der Mittelspannungsschaltanlage betrifft z. B. den gesamten Mittelspannungsring. Protokollpunkte dieser Komponente werden in Kategorie 3 eingeordnet. Nachfolgend werden Transformatorschäden in Kategorie 2 und Schäden der Niederspannungsschaltanlage in Kategorie 1 eingeordnet, da diese eine geringere Kundenanzahl betreffen. Besonders kritische Schäden, z. B. der Zugang zur Ortsnetzstation (ONS), werden in Kategorie 4 eingeordnet, die eine unmittelbare Handlung veranlasst. Der Gesamtzustand der ONS entspricht der höchsten Kategorie, in der mindestens ein Schaden vorliegt.

Um mehr als neun Indikatoren für die Anwendung der

gewichteten Summenbildung zu gewichten, kann der „Analytic Hierarchy Process“ (AHP), ein Verfahren aus der multikriteriellen Entscheidungslehre, herangezogen werden. Mittels des AHP werden in drei Schritten systematisch relative Prioritäten von Alternativen bestimmt, die für die Gewichtung von Indikatoren verwendet werden können. Der AHP gestattet es, mehr als ein Kriterium zur Bewertung der Wichtigkeit eines Indikators zu definieren. Aufgrund des Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit werden als relevante Kriterien die Schadens- und Störungshäufigkeit und die Funktionsbeeinträchtigung im Störfall ausgewählt. Zusätzlich wird aufgrund des Einflusses auf die Wiederversorgungsdauer die Reparaturdauer im Störfall aufgenommen. Des Weiteren werden die besondere Dringlichkeit der Schadensbehebung und die betroffene Kundenanzahl im Fehlerfall berücksichtigt. Zur Sicherstellung der Objektivität werden mittlere Schadens- und Störungsdaten Statistiken entnommen. Reparaturdauern und besonderer Dringlichkeit entsprechen Einschätzungen eines Netzbetreibers.

Neben der Anwendung objektiver Kriterien ermöglicht der AHP die automatisierte Generierung von Gewichten in Abhängigkeit von der Stationsbauart. So wird Verschmutzung bei luftisolierten im Vergleich zu SF6-isolierten Schaltanlagen mit höherer Wichtigkeit bewertet, da Verschmutzung bei luftisolierten zu Störlichtbögen führen kann.

Innovative Zustandsbewertungsverfahren

Als innovative Bewertungsverfahren werden Zustandsbewertungsverfahren auf Basis der Evidenztheorie und der Fuzzylogik entwickelt, die im Folgenden vorgestellt werden.

Die Fuzzylogik ist eine mathematische Theorie, die zur Abbildung von Entscheidungssituationen verwendet wird, wenn sich diese an menschlicher Logik orientieren. Auf Basis der Fuzzy-Mengenlehre, einer Erweiterung der klassischen Mengenlehre, können unscharfe Sachverhalte in einem Fuzzy-Expertensystem abgebildet und zu einer Gesamtaussage kombiniert werden. Die Kombination basiert auf einer Wissensbasis, die von Experten in Form von sprachlichen Regeln bereitgestellt wird. Dementsprechend ist die Wissensbasis mit subjektivem Wissen behaftet, das mit klassischer Mathematik nicht abgebildet werden kann. Die Fuzzylogik ist ein Instrument, um vage oder unpräzise Aussagen mathematisch abzubilden und zu einer Gesamtaussage zusammenzuführen. Eine exemplarische Darstellung der Anwendung zur Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen ist in Abbildung 75 dargestellt.

Zu Beginn wird ein numerischer Indikator, in diesem Beispiel der visuell erfasste Zustand, als Note Fuzzy-Mengen zugeordnet. Der angenommene Wert gehört mit einer Zugehörigkeit von 0,8 zur Fuzzy-Menge „In Ordnung“, außerdem mit der Zugehörigkeit 0,2 zur Fuzzy-Menge „Langfristige Mängelbeseitigung“. Der Übergang zwischen den Mengen ist fließend. Durch die gleichzeitige Zugehörigkeit des Indikators zu beiden Fuzzy-Mengen kann eine realitätsnahe Abbildung erreicht werden, da eine scharfe Grenze nicht angegeben werden kann. Anschließend werden Indikatoren durch Regeln in Wenn-dann-Form zu einem Ausgangswert verknüpft. In diesem Fall werden Regeln für die Verknüpfung der Indikatoren Kabel und Endverschluss angewendet. In Abbildung 75 werden zwei Regeln aktiviert, da das Kabel auf zwei Fuzzy-Mengen abgebildet wird. Die zwei Regeln führen zur Annahme der Fuzzy-Mengen „Keine Handlung“ und „Gruppe 0“ als Ausgangswert mit unterschiedlicher Zugehörigkeit. Zur Rücktransformation in einen numerischen Ausgangswert, in diesem Fall dem Zustandswert, wird eine entwickelte Methode verwendet, die die höchste angenommene Gruppe und den Gesamtzustand der Station berücksichtigt.

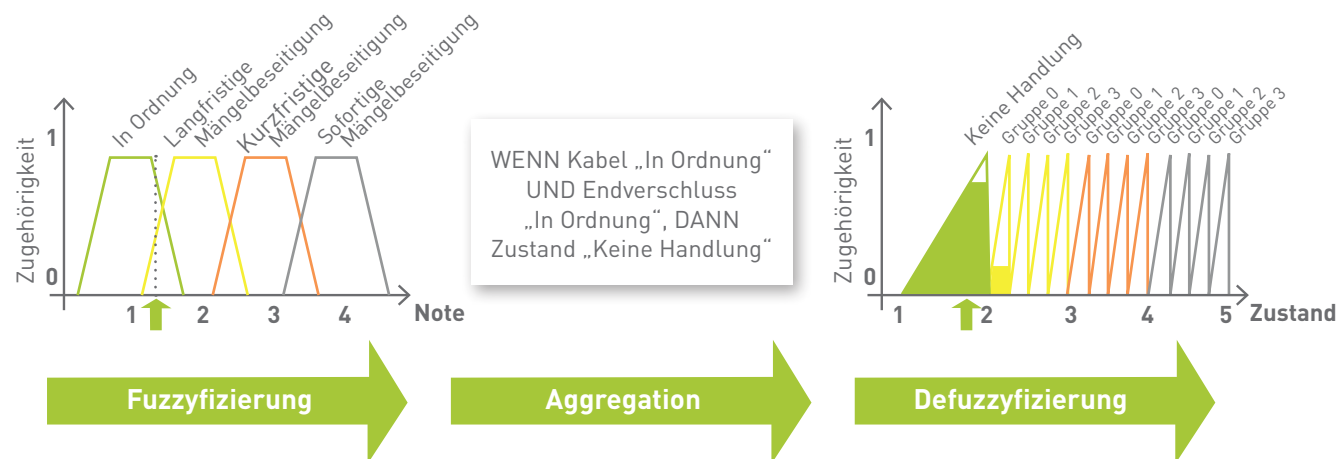


Abbildung 75: Schematische Darstellung der Fuzzylogik; IFHT

Evidenztheorie

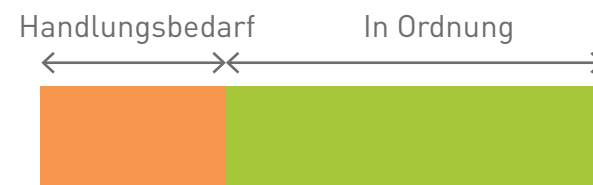
Die Evidenztheorie ist eine mathematische Theorie, die es erlaubt, Hinweise, die mit Wahrscheinlichkeiten und Unsicherheiten behaftet sind, zu einer konsistenten Gesamtaussage zu kombinieren. Sie kann als eine Verallgemeinerung der Bayes'schen Wahrscheinlichkeitsrechnung verstanden werden, die neben den Wahrscheinlichkeiten für und gegen ein Ereignis die Unsicherheit als eigene Komponente berücksichtigt [1]. Entgegen der Bays'schen Wahrscheinlichkeitstheorie sind innerhalb der Evidenztheorie der Glaubens- und der Plausibilitätsgrad als zwei Maße für die Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses definiert. Abbildung 76 zeigt einen Vergleich der beiden Theorien für die Diagnose eines Betriebsmittels. In beiden Fällen können die Ereignisse „Handlungsbedarf“ oder „In Ordnung“ eintreten, deren Wahrscheinlichkeit dargestellt ist. Der Glaubensgrad gibt an, in welchem Maß die Hinweise für das Vorliegen des Ereignisses sprechen, während der Plausibilitätsgrad angibt, in welchem Maß die Hinweise nicht gegen das Ereignis sprechen. So ist es möglich, Hinweise aus unterschiedlichen Quellen zu kombinieren und deren Glaubwürdigkeit implizit zu berücksichtigen. Die Werte für den Glaubensgrad und die Ungewissheit werden als Massezahlen bezeichnet. Ihre Summe ergibt entsprechend der Bays'schen Wahrscheinlichkeit 1 [2].

Die Wahl der Massezahlen für Noten von Indikatoren ist in Abbildung 77 dargestellt. Bei der Note 1 wird ein Glaubensgrad für den Zustand „In Ordnung“ angenommen, dessen Wert um eine Ungewissheit verringert ist, die die Ungenauigkeit bei der Erfassung während einer Inspektion berücksichtigt.

Für eine höhere Notenstufe ist der Glaubensgrad „In Ordnung“ null, da ein Schaden vorliegt, sodass nicht von dem Zustand „In Ordnung“ ausgegangen werden kann. Der Glaubensgrad „Handlungsbedarf“ wird mit jeder Note erhöht. Bei der Note 4 nimmt dieser aufgrund des kurzfristigen Handlungsbedarfs den Wert 1 an. Bei der Entwicklung von Massezahlen wird zwischen linearem und exponentiellem Anstieg der Glaubensgrads „Handlungsbedarf“ unterschieden. Indikatoren, bei denen aufgrund des zugrunde liegenden Alterungsvorgangs ein selbstverstärkender Effekt erwartet wird, werden mit einem exponentiellen Anstieg modelliert, da die Alterungsgeschwindigkeit schneller ist, sodass Instandhaltungsbedarf früher vorliegt.

Werden zeitlich versetzt eintretende Indikatoren zu Diagnosen kombiniert, können Informationen altern und ihre Unsicherheit kann sich damit erhöhen. Dabei ist zu beachten, dass nur der Glaubensgrad für den Zustand „In Ordnung“ sinkt, da Handlungsbedarf ohne Instandhaltung nicht von alleine sinken kann.

Bays'sche Wahrscheinlichkeit



Evidenztheorie

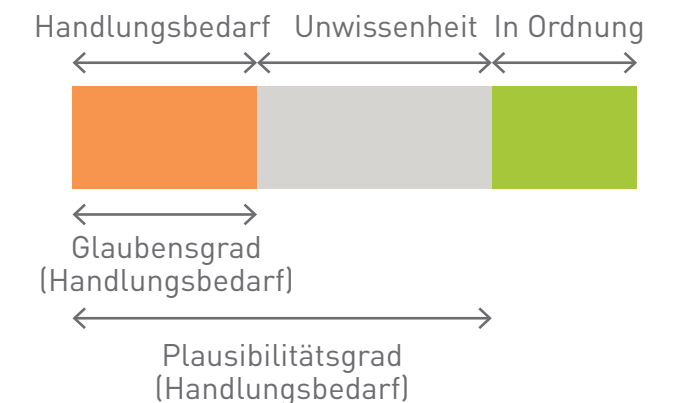


Abbildung 76: Vergleich der Theorien; IFHT

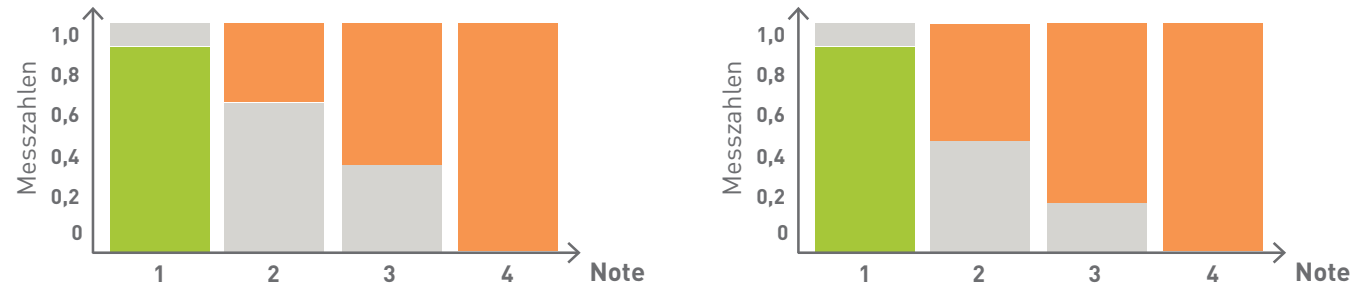


Abbildung 77: Wahl der Massezahlen für Inspektionsprotokollpunkte; IFHT

Auswahl von Sensoren für zustandsrelevante Informationen für einen Feldversuch

Elektrische Betriebsmittel altern im Allgemeinen aufgrund thermischer, elektrischer, chemischer, mechanischer oder umweltbedingter Belastung. Alterungsmodelle sind für einige Komponenten aufgrund von Alterungstests bekannt [4]. Für Komponenten, für die keine Alterungsmodelle existieren, können alterungsrelevante Größen auf Basis von Erfahrung und Analysen von Störungen herangezogen werden.

Hohe Temperaturen und Luftfeuchten führen zu Korrosion an metallischen Komponenten, wie z. B. Transformatoren und Schaltanlagen. Oberflächenkorrosion beginnt ab einem Wert von 60 % relativer Luftfeuchte [5].

Bei SF₆-isolierten Schaltanlagen wird die Lebensdauer durch defekte Antriebsmechanismen, Korrosion, Aufquellen von synthetischen Teilen, Leckströme, dielektrische Durchbrüche aufgrund von Teilentladungen und den Verlust von SF₆ bestimmt. Temperatur, Luftfeuchte und die dielektrische Belastung beeinflussen im Wesentlichen die Alterung. Insbesondere zeigen Lasttrennschalter Störungen durch Verharzung von Schmiermittel und Korrosion, die von Temperatur und Luftfeuchte beeinflusst werden [6,7].

Öllecks an Transformatoren entstehen aufgrund der wechselnden Temperaturbelastungen bei der Erwärmung und Kühlung des Öls [4]. Bei ölgefüllten Transformatoren

dienen die Deckelöltemperatur und die Strombelastung als Eingangsgrößen für ein thermisches Berechnungsmodell, um die alterungsrelevante Heißpunkttemperatur, also die höchste im Transformator auftretende Temperatur, zu berechnen. Diese kann anschließend als Eingangsgröße für ein Alterungsmodell dienen.

Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik spielen eine wichtige Rolle für den Betrieb intelligenter Verteilungsnetze. Zurzeit besteht keine Erfahrung über die Alterung der Komponenten im Feld. In Anbetracht der Umgebung und der betrieblichen Belastung sind die Umgebungstemperatur und die Luftfeuchtigkeit relevant [8]. Wobei schnelle Änderungen der Temperatur und der Luftfeuchte nicht erwartet werden. Mechanischer Stress, Schockbelastungen und Variationen des Luftdrucks sind aufgrund des stationären Einsatzes nicht relevant. Außerdem kann angenommen werden, dass die Stromdichte und die Betriebsspannung für alle baugleichen Komponenten identisch und unabhängig vom Einbauort sind. Der IEC-Standard 61709 stellt eine Formel bereit, mit der die Alterungsrate elektronischer Bauelemente in Abhängigkeit von der Betriebstemperatur berechnet werden kann.

Als typische Messwerte intelligenter Verteilungsnetze werden im Feldversuch eine Strom- und Spannungsmessung am niederspannungsseitigen Anschluss des Transformators installiert. Zusätzlich werden alterungsrelevante Messwerte für ein Monitoring der Betriebsmittel aufgezeichnet. Basierend auf der Analyse alterungsrelevanter Größen werden als Erweiterung bestehender IKT und

Messtechnik Sensoren eingesetzt, um die Temperatur und die Luftfeuchte in der Station und die Deckelöltemperatur des Transformators zu messen. Auf Basis der Messwerte kann einerseits die alterungsrelevante Belastung be-

stimmt werden, andererseits ist es möglich, betriebliche Ereignisse, wie z. B. Schalthandlungen, messtechnisch zu erfassen.

Messgröße

Grenzwert

Stationstemperatur

- soll 40 °C nicht überschreiten
- soll -5 °C nicht unterschreiten
- 24-h Mittelwert soll 35 °C nicht überschreiten
- Monatsmittelwert soll 30 °C nicht überschreiten
- Jahresmittelwert soll 20 °C nicht überschreiten

Relative Luftfeuchte

- Stationstemperatur und Luftfeuchte sollen 40 °C und 50 % relative Luftfeuchte nicht überschreiten

Abbildung 78: Grenzwerte für Temperatur und Luftfeuchte in Ortsnetzstationen; IFHT

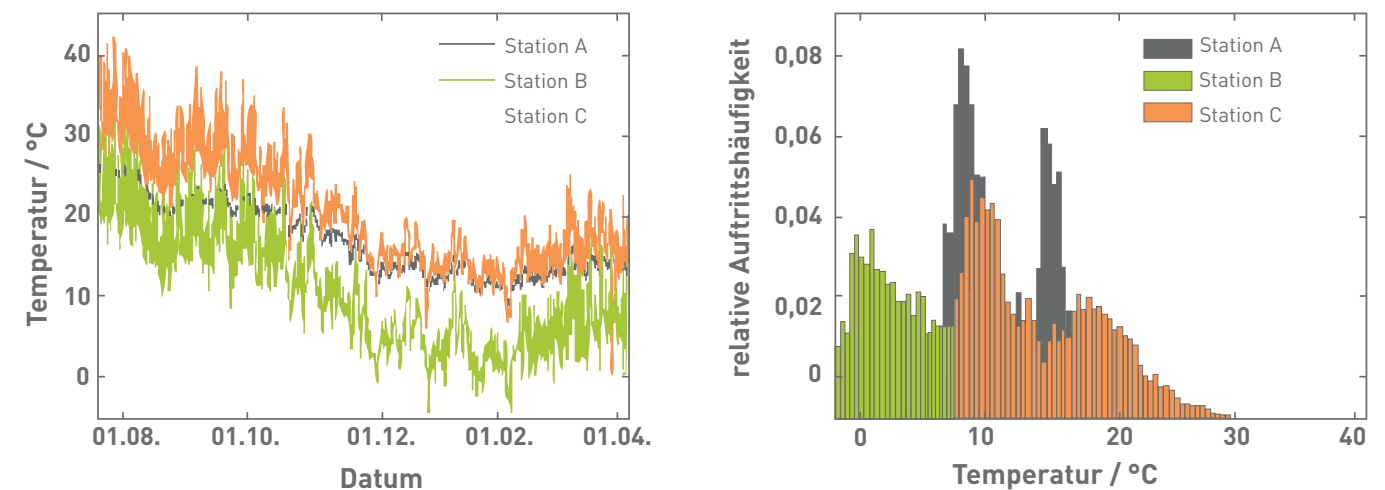


Abbildung 79: Zeitreihen und Histogramme von Temperaturmessreihen; IFHT

Extraktion zustandsrelevanter Informationen aus Messdaten

Um dynamische Messdaten in die Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen zu integrieren und den Bedarf an Instandhaltungsmaßnahmen aufzuzeigen, können die Grenzwerte für Temperatur und Luftfeuchte betrachtet werden. Grenzwertverletzungen bei Strom- und Spannungsmesswerten werden hingegen bei der Ausbau- und Erneuerungsplanung in Betracht gezogen. In den Normen DIN IEC 61439-1, DIN EN 61936-1 und DIN VDE EN 60076-2 werden Grenzwerte für Temperaturen und Luftfeuchte für Mittel- und Niederspannungsschaltgeräte sowie für Aufstellungsorte luftgekühlter Transformatoren angegeben. Diese sind in Abbildung 78 aufgeführt.

Des Weiteren wird im Forschungsprojekt ein Ansatz verfolgt, bei dem die Belastung der Betriebsmittel durch Betriebs- und Umgebungsbedingungen herangezogen wird, um den Zustand zu bewerten. Die Bewertung basiert auf einem Vergleich von betrieblicher Auslastung und von Alterungseinflüssen aufgrund der Umgebung des Aufstellungsorts. Hierzu werden aus den Messdaten über die Zeit Histogramme gebildet, die die Gesamtheit der absoluten Belastung mit Alterungsfaktoren über die gesamte Dauer der Aufzeichnung von Messdaten umfassen. Exemplarisch sind Temperaturmesswerte und die zugehörigen Histogramme in Abbildung 79 dargestellt.

Die Histogramme der Stationen werden anschließend durch einen Clusteralgorithmus gruppiert, um ähnlich belastete Ortsnetzstationen zu identifizieren. Der Algorithmus vergleicht die Ähnlichkeit der Histogramme untereinander und gruppiert ähnliche Stationen zu Clustern. Es wird angenommen, dass Betriebsmittel ähnlicher Bauart, die außerdem einer ähnlichen Belastung ausgesetzt sind, auch eine ähnliche Alterung aufweisen. Die Clusterbildung wird so lange durchgeführt, bis eine optimale Clusteranzahl durch starkes Anwachsen der Heterogenität innerhalb der Cluster identifiziert wird.

Für die Berechnung der Ähnlichkeit bzw. Distanz D zwischen Histogrammen wird ein Distanzmaß entwickelt, das die relative Häufigkeit der Temperaturwerte $M(k)$ und $m(k)$ in Histogrammen miteinander vergleicht und dabei auch die Nachbartemperaturwerte $g(n)$ berücksichtigt. Benachbarte Datenpunkte können beim Clustern nicht als unabhängig angesehen werden, da diese zu einer ähnlichen Alterung führen. Die verglichenen Temperaturwerte werden zusätzlich mit der relativen Alterungsgeschwindigkeit $A(M(k))$ multipliziert, um den Einfluss hoher Temperaturwerte zu vergrößern, da die Alterungsgeschwindigkeit mit hohen Temperaturwerten nichtlinear ansteigt. Falls kein Alterungsmodell bekannt ist, wird der Faktor $A(M(k))$ zu eins gesetzt [10]:

$$D_{Mm}(k) = \sum_{k=-\infty}^{+\infty} \frac{\sum_{n=-2}^{+2} g(n) * |M(k) - m(k+n)| * A(M(k))}{\sum_{n=-2}^{+2} g(n)}$$

Abbildung 80: Formel für die Berechnung des Alterungsprozesses; IFHT

Ergebnisse

Bewertungsverfahren

Eine exemplarische Anwendung der gewichteten Summenbildung, der Evidenztheorie und der Fuzzylogik in der Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen ist in Abbildung 81 dargestellt. In diesem Beispiel werden 18 Ortsnetzstationen bewertet, um den Einfluss der Verfahren auf die Priorisierung von Instandhaltung zu erkennen. Die Stationen 1 – 4 weisen eine der Stationsnummer entsprechende Anzahl an Schäden der Note 2 an Komponenten der Mittelspannungsschaltanlage auf. Bei den Stationen 5 – 8

und 9 – 12 wird die Notenstufe der vorliegenden Schäden entsprechend der Stationen 1 – 4 auf die Noten 3 und 4 erhöht. Die Stationen 13 und 14 weisen unterschiedlich wichtige Schäden an dem Gehäuse der Mittelspannungsschaltanlage und einen niedrigen SF6-Gasdruck auf. Die Stationen 15 – 18 zeigen den Einfluss der Isolation der Mittelspannungsschaltanlage auf den Zustandwert. Während Stationen 15 und 17 luftisolierte Stationen sind, haben die Stationen 16 und 18 eine SF6-isolierte Schaltanlage.

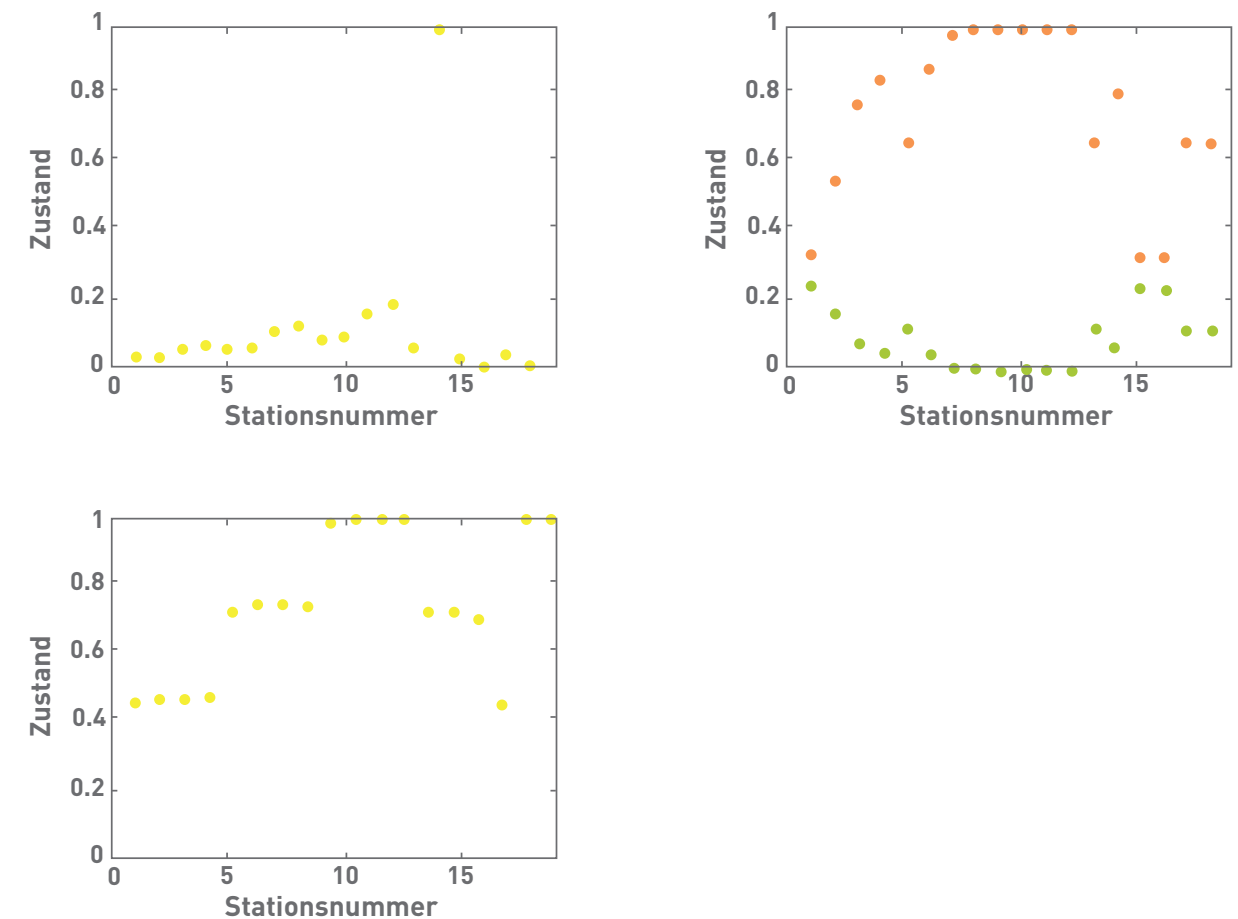


Abbildung 81: Anwendung der gewichteten Summenbildung (links) der Evidenztheorie (mittig) und der Fuzzylogik (rechts) in der Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen; IFHT

Ausgenommen von dem Vergleich der Zustandsbewertungsverfahren ist das ABC-Verfahren, da dieses nur eine Unterscheidung der Hauptkomponenten vornimmt. Wenn ein Schaden der Note 3 oder 4 vorliegt, nehmen alle Stationen die Kategorie 3 an, andernfalls wird die Station als „In Ordnung“ bewertet, sodass die Sensitivität gering ist.

Die Analyse des Einflusses der Anzahl von Schäden (Station 1 – 4, 5 – 8 und 9 – 12) zeigt, dass der Zustandswert bei der gewichteten Summenbildung und der bei der Evidenztheorie mit zunehmender Anzahl an Schäden steigt. Bei der gewichteten Summenbildung zeigt sich ein Einfluss der Schäden entsprechend ihres Gewichts, der bei ansteigender Note eines Schadens (z. B. Station 1, 5, 9) linear ansteigt. Die Evidenztheorie stellt hingegen ein nichtlineares Bewertungsverfahren dar, dass zu einem Anstieg des Zustandswerts entsprechend der Massezahlen in Kombination mit allen positiven Hinweisen führt. Eine steigende Anzahl an Schäden führt bei der Evidenztheorie zu einem nichtlinearen Anstieg, der bei wenigen Schäden größer ist und ab einer Anzahl von 3 Schäden geringfügig steigt. Stationen mit einer hohen Anzahl an Schäden werden entsprechend gleichwertig mit einem hohen Handlungsbedarf bewertet. Bei Schäden der Note 4 ist keine Sensitivität bezüglich der Anzahl gegeben, da der Zustandswert nahe 1 liegt. Bei der Fuzzylogik bilden sich Notenbereiche entsprechend den Regeln für die Bewertung aus. Die Sensitivität des Zustandswerts bezüglich der Anzahl an Schäden ist gering. Unterschiedliche Noten werden in dem Zustandswert unterschieden, da die maximal auftretende Note großen Einfluss auf das Ergebnis hat. Unterschiedlich wichtige Schäden (Station 13 und 14) werden von der gewichteten Summenbildung und der Evidenztheorie unterschieden. Die Fuzzylogik bewertet die Stationen nahezu gleich. Die gewichtete Summenbildung und die Fuzzylogik bewerten Anlagentypen unterschiedlich, wenn die Isolation der Mittelspannungsschaltanlage verschmutzt ist (Stationen 15 und 16, Stationen 17 und 18). Der Zustand bei der luftisolierten Anlage wird dann als schlechter bewertet, während bei der Evidenztheorie die Bewertung gleich ist, da hier die Bauart nicht bei der Aggregation von Informationen berücksichtigt werden kann. Hier wird der Zustand bei der luftisolierten Anlage als schlechter bewertet. Bei der Evidenztheorie kann die Bauart nicht bei der Aggregation von Informationen

berücksichtigt werden, sodass die Bewertung gleich ist. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Evidenztheorie und die gewichtete Summenbildung Vorteile bei der Sensitivität des Zustands bezüglich der vorliegenden Schäden aufweisen. Dagegen erlaubt die Fuzzylogik eine einfache Parametrierung durch sprachliche Regeln und bietet die Möglichkeit, den Einfluss der minimalen Zeit bis zur nächsten Instandhaltung zu berücksichtigen. Im weiteren Verlauf des Projekts soll durch Integration in eine Instandhaltungssimulation (Asset-Simulation) quantitativ bewertet werden, wie die Bewertungsmethoden Instandhaltungskosten und Netzqualitätskennzahlen beeinflussen.

Instandhaltungsrelevante Informationen in Messdaten

Im Rahmen des Forschungsprojekts Smart Area Aachen werden 42 Ortsnetzstationen daraufhin überwacht, ob Grenzwerte überschritten werden. In dem Zeitraum von einem Jahr konnten bei 15 Stationen einige Übertretungen von Schwellwerten beobachtet werden. Dabei ist auffällig, dass bei Kompaktstationen vor allem der Grenzwert von 40 °C Stationstemperatur in Sommermonaten überschritten wird. Kellerstationen sind die einzigen Stationen, die eine konstant hohe Stationstemperatur aufweisen, sodass ein Mittelwert von 30 °C in einem Monat überschritten werden kann. Der Grenzwert von 95 % Luftfeuchte wurde sechsmal bei Kompakt- und Einbaustationen erreicht. Eine gleichzeitig hohe Luftfeuchte bei einer Stationstemperatur von über 40 °C konnte bei keiner der Stationen beobachtet werden.

Die Clusterbildung der Luftfeuchtwerte von Ortsnetzstationen ist exemplarisch in Abbildung 82 gezeigt. Eine Anzahl von 4 Clustern erweist sich nach dem Elbow-Kriterium (gemäß dem nach einem starken Anstieg der Unähnlichkeit von Objekten in einem Cluster gesucht wird) als optimale Clusteranzahl. Die Ergebnisse zeigen, dass Stationen in Cluster 1 die niedrigsten Luftfeuchtwerte aufweisen, sie liegen unterhalb von 70 %. Die Mehrheit der aufgezeichneten Datenpunkte liegt unterhalb von 60 % und damit unterhalb der Schwelle, ab der Oberflächenkorrosion auftritt. Bei Betriebsmitteln in Ortsnetzstationen dieses Clusters ist mit der geringsten Korrosionsauftrittswahrscheinlichkeit zu rechnen. Cluster 2 und 4 weisen Luftfeuchtwerte auf,

die im Mittel bei 70 % und 80 % liegen. Schäden, die durch relative Luftfeuchte getrieben sind, werden am ehesten bei Cluster 4, außerdem mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit bei Cluster 2 erwartet. Cluster 3 weist die größte Bandbreite an Werten der relativen Luftfeuchtigkeit auf. Da hier die höchsten Werte angenommen werden, ist auch bei Ortsnetzstationen in diesem Cluster mit Korrosion zu rechnen. Aus Sicht der Instandhaltungsplanung sollten die Stationen der Cluster 3 und 4 am häufigsten inspiziert werden. Messungen der Ströme und Spannungen an der Unterspannungsseite des Ortsnetztransformators können (neben einer Messung der Auslastung) auch verwendet werden, um Überspannungen und -ströme aufgrund von Fehlerfällen zu detektieren. Nach Kurzschlussströmen und Überspannungen ist es sinnvoll, die Ortsnetzstationen zu inspizieren, da außergewöhnliche Belastungen zu Störungen führen können. Des Weiteren können Betriebsunterbrechungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen auf

Basis der Messwerte in Leitwarten festgestellt werden, um eine Wiederversorgung des Netzes zu veranlassen. Es ist zu erwarten, dass dies die Wiederversorgungszeit nach Störungen im Verteilungsnetz reduziert.

Praxiserfahrung mit der Erfassungssystematik und Anpassung für neue Technologien

Das neu eingeführte, notenbasierte Erfassungsschema nach der iNA-Systematik zeigt gegenüber dem konventionellen Schema mit Ja/Nein-Bewertungen Vorteile, da es gestattet, den Anlagenzustand detailliert zu erfassen und einzuschätzen, innerhalb welchen Zeitraums eine Instandhaltung erfolgen sollte. Gute Erfahrungen wurden auch mit dem normierten Schadenskatalog gemacht: als Hilfsmittel für die Schulung des Personals und zur Vereinheitlichung der Bewertung. Im Praxiseinsatz bei der STAWAG stellte sich die Zustandserfassung mittels Tablet als praxisgerecht und als Verbesserung gegenüber der klassischen Papierdokumentation heraus. Erkannte Prob-

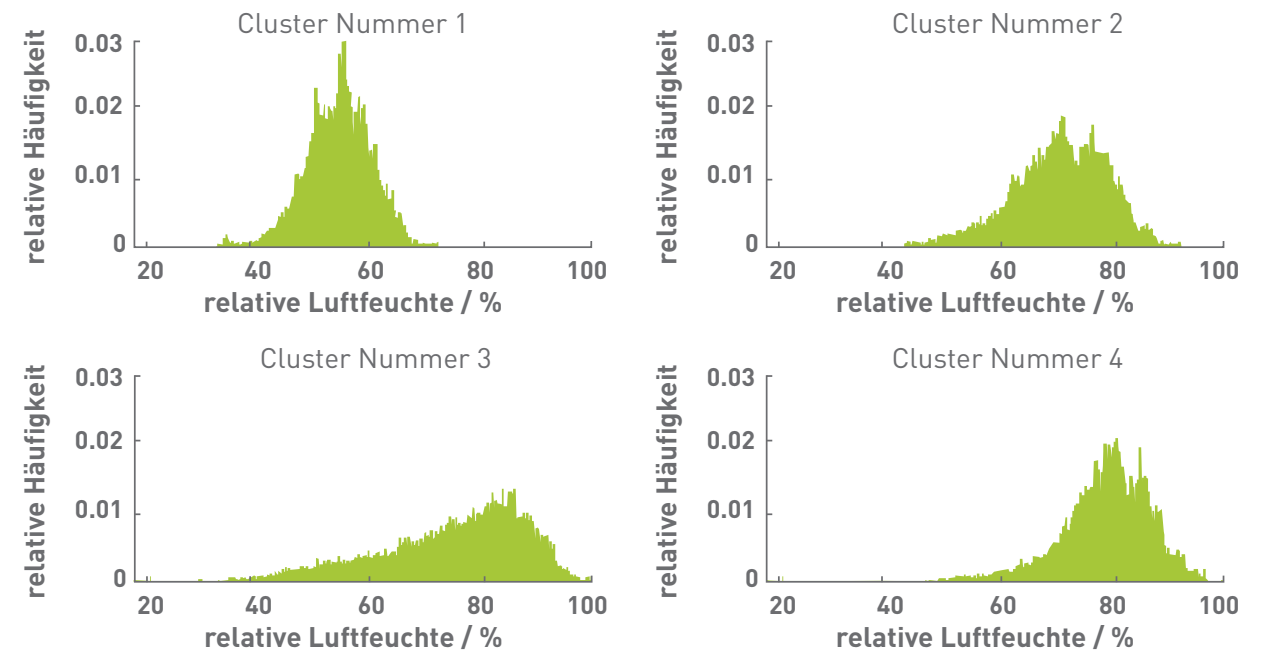


Abbildung 82: Histogramme von nach der relativen Luftfeuchte gruppierten Ortsnetzstationen; IFHT

leme, wie z. B. die Übertragung der Daten über Mobilfunk aus Kellerstationen im Stadtgebiet und in der Grenzregion, konnten kurzfristig gelöst werden, indem man auf eine temporäre Datenübertragung mit WLAN umstellte. Die Erfassungssystematik wurde im Rahmen des Projekts für neuartige Komponenten erweitert, um den Zustand zukünftiger Primär- und Sekundärtechnik erfassen zu können. Neben Sichtkontrollen sind zusätzlich Funktionskontrollen von Primärtechnik mit Aktoren vorgesehen. Ein Ausschnitt aus der Erweiterung der Inspektionsprotokollpunkte für Sekundärtechnik ist in Abbildung 83 gezeigt. Mit der neu eingesetzten Teilentladungsmessung (TE-Messung) konnten im Netzgebiet der STAWAG keine Schäden an Anlagen identifiziert werden. Der Einsatz der Wärmebildkamera zeigte Handlungsbedarf bei einigen Niederspannungshochleistungssicherungen auf, die aufgrund eines hohen Übergangswiderstands an den Anschlüssen thermisch zu hoch beansprucht waren.

Ausblick auf weitere Ergebnisse

Das Projekt wird im Juni 2017 abgeschlossen. Im weiteren Projektverlauf sollen weitere Auswertemethoden für dynamische Messdaten, wie z. B. Korrelationsanalysen zur Detektion von Veränderungen, erprobt werden, um

ein Monitoring von Betriebsmitteln in Ortsnetzstationen zu realisieren. Die zukünftigen Messungen der Auslastung von Ortsnetztransformatoren versprechen darüber hinaus, ein thermisches Monitoring von Ortsnetztransformatoren ohne zusätzliche Sensoren mittels thermischer Modellierung realisieren zu können. Derzeit werden entsprechende Modellansätze für den Einsatz in Ortsnetzstationen bewertet. Ein Monitoring von Transformatoren erlaubt es, die Restlebensdauer von Transformatoren als Information zur Planung von Erneuerungsmaßnahmen zu bewerten. Des Weiteren wird die Möglichkeit einer Prognose von Schäden mit dynamischen Messdaten untersucht, um die Zustandsentwicklung nach einer Inspektion schätzen zu können. Als Benchmarkmethode für Bewertungsverfahren wird derzeit eine zustandsbasierte Asset-Simulation entwickelt, die eine vergleichende Bewertung der Verfahren durch Simulation alternativer Instandhaltungsstrategien gestattet. Eine Simulation der entstehenden Instandhaltungskosten und der Entwicklung der Netzqualität soll einen quantitativen Vergleich von Zustandsbewertungsverfahren ermöglichen.

		0	1	2	3	4
1	Dokumentation				schlechter Zustand	nicht vorhanden / aktuell
2	Gehäusebeschädigung oder Verschmutzung			beschädigtes Gehäuse	starke Verschmutzung, Spinnweben, Metallspäne	Gehäuse stark beschädigt, offen
3	Verdrahtungsisolierung			Verfärbung an Anschlussstelle	spröde Isolation, Verfärbung	Beschädigung, deutliche Verfärbung der Isolation
4	Anschluss der Verdrahtung			Kabelanschluss hat Spiel, Einrastclip defekt	Kabelanschluss locker, fällt bei Berührung heraus	lose Kabel, Kontakt nicht gewährleistet
5	Funktionskontrolle der Schaltschrankheizung					keine Funktion
6	Störmeldungen					LED leuchtet
7	Betriebskontrollleuchte					LED leuchtet nicht

nicht vorhanden
in Ordnung

Abbildung 83: Ausschnitt der Inspektionsprotokollpunkte für Sekundärtechnik; IFHT



Mit digitaler Datenerfassung wird die Zustandsbewertung objektiver und effizienter.

Abbildung 84: Datenerfassung bei der Instandhaltung mittels Tablet

Literaturverzeichnis

- [1] U. Neumann, „Integrierte Instandhaltungsplanung für elektrische Energieübertragungssysteme“, Dissertation an der TU Dortmund, 1998.
- [2] W. Feilhauer, „Ein Verfahren zur Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel“, Dissertation an der Technischen Universität Dortmund, 2005.
- [3] A. Krontiris, „Fuzzy systems for condition assessment of equipment in electric power systems“, Dissertation an der TU Darmstadt, 2011.
- [4] X. Zhang, E. Gockenbach, 2007, „Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics“, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 14 No. 5, pp. 1183 – 1191.
- [5] H. Kaesche, 1964, „Elektrochemische Merkmale der atmosphärischen Korrosion, Materials and Corrosion, vol. 15, No. 5, pp. 379-390.
- [6] Y. Tits, G. Delouvroy, J. Marginet, A. Francois, M. Vandenberg, 2011, „Life Estimation of SF6 MV Switchgear According to On-site Conditions in DNO's Distribution Networks“, CIGRE, paper 971.
- [7] H. Krieger, 2004, „Alterung von Schmierstoffen im Zahnradprüfstand und in Praxisbetrieben“, PhD Thesis, Technische Universität München.
- [8] M. Pecht, J. Gu, 2009, „Physics-of-failure-based prognostics for electronic products“, Transactions of the Institute of Measurement and Control, vol. 31, No. 3/4, pp. 309-322.
- [9] R. R. Cichowski (Hrsg.), R. Bachmann, W. Braun, et al, „Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze 2016“, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt, 2016.
- [10] P. Köhn, A. Schnettler, N. Schultze, „Classification of Distribution Substations by Operational and Environmental Stresses Leading to Failure of Equipment“, CIGRE Conference, 2015.